
R-4287-2024 PHASE 2

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 2025

MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

28 juillet 2025

Table des matières

1. Introduction.....	3
2. Prévion des livraisons.....	5
3. Stratégie d'approvisionnement pour l'hiver 2025-2026.....	13
4. Établissement de la prévision des besoins en journée de pointe.....	17
5. Conclusions et recommandations	20

1. Introduction

Le 13 décembre 2024, Énergir, s.e.c., (« Énergir ») dépose à la Régie de l'énergie (la « Régie ») en vertu des articles 31, 32, 34, 48 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), une demande d'approbation du plan d'approvisionnement (le « Plan ») et de modification des *Conditions de service et Tarif* (« CST ») à compter du 1er octobre 2025¹ ainsi que les pièces à son soutien.

Le 20 décembre 2024, par sa décision procédurale D-2024-135², la Régie accepte d'examiner la demande en deux phases.

La Phase 1 a déjà fait l'objet d'un mémoire de l'AHQ-ARQ le 14 février 2025³ et d'une audience du 12 au 14 mars 2025.

Le 8 mai 2025, Énergir dépose une demande réamendée (la « Demande »)⁴ et complète le dépôt des pièces à son soutien.

Le 13 juin 2025, dans sa décision procédurale D-2025-065⁵, la Régie encadre l'examen de la Phase 2 du présent dossier et le présent mémoire a été produit dans le cadre de cette Phase 2

Le Plan couvre les années 2026-2029 et a été préparé par Énergir en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*⁶.

Globalement, pour l'ensemble des services de distribution, de transport, d'équilibrage, de socialisation du GSR et des ajustements d'inventaires relatifs au SPEDE, la Cause tarifaire 2025-2026 se traduit par une hausse des tarifs de 1,15 % ou de 12,6 M\$, laquelle peut se résumer ainsi :

¹ B-0002.

² A-0003.

³ C-AHQ-ARQ-0011.

⁴ B-0072.

⁵ A-0045.

⁶ B-0072, page 2.

- baisse des tarifs de distribution de 2,15 %, soit 16,0 M\$;
- baisse des tarifs de transport de 18,10 %, soit 30,2 M\$;
- hausse des tarifs d'équilibrage de 6,61 %, soit 10,9 M\$; et
- hausse des tarifs de socialisation du GSR qui passent de 7,7 M\$ à 55,8 M\$⁷.

En préparation pour ce mémoire, l'AHQ-ARQ a examiné le Plan de même que la cause tarifaire 2025-2026 afin de s'assurer qu'ils rencontrent les besoins de façon optimale et dans une perspective de tarifs justes et raisonnables.

Certaines des préoccupations formulées par l'AHQ-ARQ dans le cadre de sa demande d'intervention⁸ ont été répondues à l'étape des demandes de renseignements.

Dans ce mémoire, l'AHQ-ARQ se prononce sur les sujets suivants :

- la prévision des livraisons;
- le contexte et la stratégie d'approvisionnement;
- l'établissement de la demande continue en journée de pointe.

Les recommandations de ce mémoire sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, l'AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

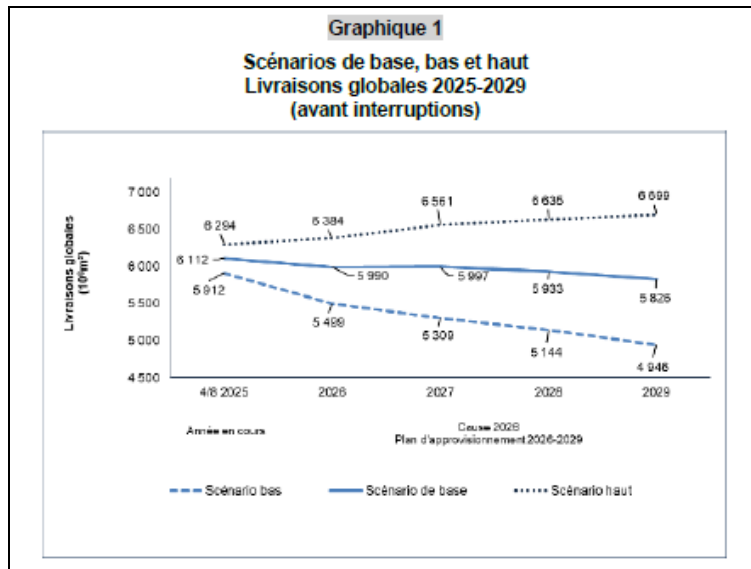
⁷ B-0122, page 5.

⁸ C-AHQ-ARQ-0019 et C-AHQ-ARQ-0021.

2. Prédiction des livraisons

L'AHQ-ARQ a procédé à l'examen de la prédiction des livraisons soumise par Énergir afin de disposer des prévisions les plus centrées possible et de s'assurer que les tarifs assumés par les membres de l'AHQ-ARQ soient justes et raisonnables.

La prédiction des livraisons 2025-2029 est illustrée à la figure suivante produite par Énergir pour les scénarios de base, favorable et défavorable⁹ :



⁹ B-0166, page 25, graphique 1.

Pour le scénario de base, les prévisions sont détaillées comme suit¹⁰ :

Catégorie de clientèle	2025-2026 (10 ⁶ m ³)	2026-2027 (10 ⁶ m ³)	2027-2028 (10 ⁶ m ³)	2028-2029 (10 ⁶ m ³)
Grandes entreprises	3 078,1	3 103,2	3 075,0	3 054,4
Petit et moyen débits	2 912,3	2 893,6	2 857,9	2 771,7
TOTAL	5 990,4	5 996,8	5 932,9	5 826,1

Lors de la cause précédente, les prévisions apparaissaient plutôt comme suit¹¹ :

Catégorie de clientèle	2024-2025 (10 ⁶ m ³)	2025-2026 (10 ⁶ m ³)	2026-2027 (10 ⁶ m ³)	2027-2028 (10 ⁶ m ³)
Grandes entreprises	3 191,9	3 211,9	3 334,2	3 420,7
Petit et moyen débits	2 888,6	2 849,0	2 796,0	2 749,2
TOTAL	6 080,4	6 060,9	6 130,2	6 169,9

Pour l'année 2026-2027, on peut ainsi observer une baisse significative de la prévision globale qui passe de 6 130,2 10⁶m³ l'année dernière, à 5 996,8 10⁶m³ cette année pour un écart de -2,2 %. Par catégorie de clients, cette baisse s'explique par une baisse de 6,9 % pour les Grandes entreprises (3 334,2 vs 3 103,2), compensée en partie par une hausse de 3,5 % du côté des Petit et moyen débits (2 796,0 vs 2 893,6).

On peut voir du premier tableau 1 ci-dessus que la prévision pour les Grandes entreprises est relativement stable pour l'ensemble de la période alors que, pour les Petit et moyen débits, une tendance à la baisse est prévue, ce qui est cohérent avec la prévision du nombre anticipé de clients qui est à la baisse¹² :

¹⁰ B-0166, page 4, tableau 1.

¹¹ R-4257-2024, B-0006, page 4, tableau 1.

¹² B-0166, page 23, tableau 17.

Tableau 17
Nombre anticipé de clients
Révision volumétrique 4/8 2024-2025
et Cause tarifaire 2025-2026

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

Du côté du marché des petit et moyen débits, le tableau 19 qui suit montre l'évolution de la prévision¹³.

¹³ B-0166, page 30, tableau 19.

Tableau 19
Livraisons de gaz naturel 2026-2029
Marché petit et moyen débits

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 surlignement)

De ce tableau, on peut constater que les baisses annuelles sont principalement dues aux économies d'énergie, à la conjoncture/structure économique, à l'évolution de la normale climatique et aux transferts à l'électricité attribuables à la biénergie. C'est sur ce dernier aspect que porte particulièrement l'analyse de l'AHQ-ARQ ci-après.

À cet égard, Énergir indique que¹⁴ :

*« **Biénergie** : 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. De ce fait, les volumes transférés vers l'électricité attribuables à la biénergie sont prévus à $-14,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$ pour 2025-2026. Ces volumes augmenteront progressivement pour atteindre jusqu'à $-26,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ par année à l'horizon 2028-2029.*

L'évolution réelle observée du programme de biénergie résidentielle a permis de maintenir la courbe de pénétration du volet résidentiel en termes de taux de pénétration annuel ainsi que la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année. Les hypothèses de biénergie pour le secteur résidentiel prennent en considération un taux de pénétration en termes de nouveaux clients de 60 % pour 2024-2025 et de 74% en 2025-2026.

L'évolution réelle observée du programme de biénergie commercial et institutionnel a permis de revoir la courbe de pénétration de ces deux secteurs. Les hypothèses des volets commercial et institutionnel prévoient des taux de pénétration de 9 % du potentiel de clients admissibles à la biénergie en 2024-2025 pour chacun des volets et de 18 % en 2025-2026. » (Nous soulignons)

¹⁴ B-0166, page 32, lignes 1 à 16.

Dans le cadre du dossier R-4257-2024, l'AHQ-ARQ montrait qu'autant dans le dossier R-4169-2021 que dans la cause tarifaire 2023-2024, les prévisions de conversion à la biénergie retenues par Énergir et Hydro-Québec étaient nettement surestimées et, conséquemment, elle recommandait notamment de plafonner à 30 % le taux de pénétration du volet résidentiel¹⁵.

Lors de la cause tarifaire 2024-2025, Énergir a encore surestimé de façon significative les transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie tel qu'il appert du tableau suivant¹⁶ :

Tableau 16
Écarts de livraisons au marché petit et moyen débits
Cause tarifaire 2024-2025 vs révision volumétrique 4/8 2024-2025

	DESCRIPTION	Prévision CT 2024-2025 (10 ⁶ m ³)	Révision 4/8 2024-2025 (10 ⁶ m ³)
1	Livraisons au 30 septembre 2024	2 967,0 *	3 021,0 **
2	Économies d'énergie attribuables au PGÉE	(18,0)	(20,5)
3	Économies d'énergie hors programmes	(11,5)	(10,4)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(12,8)	(9,6)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(51,2)	(41,3)
6	Normale climatique	(18,8)	(17,0)
7	Impact du 29 février	(3,0)	(3,0)
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(4,4)	(2,2)
9	Maturation des nouvelles ventes	41,2	36,9
10	Livraisons anticipées au 30 septembre 2025	2 888,6	2 953,9

* R-4257-2024, pièce B-0006, Énergir-H, Document 2, p. 24, tableau 16, ligne 10.
** R-4288-2024, pièce B-0044, Énergir-9, Document 1, p. 1, colonne 5, ligne 5.

(notre surlignement)

En réponse à la demande de renseignements (« DDR ») no. 2 de l'AHQ-ARQ, Énergir a produit le tableau suivant afin d'illustrer certaines hypothèses à la base de la nouvelle prévision¹⁷ :

¹⁵ R-4257-2024, C-AHQ-ARQ-0010, pages 9 à 12.

¹⁶ B-0166, page 22, tableau 16.

	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	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³
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	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³	10⁶ m³
Résidentiel, Commercial et Institutionnel	(0,0)	(0,6)	(1,2)	(9,6)	(14,7)	(18,3)	(23,3)	(26,5)

(notre surlignement)

On peut constater du tableau Q-1.1 qu'un taux de pénétration de 100 % originalement prévu par Hydro-Québec et Énergir était nettement irréaliste. De plus, le tableau Q-1.1 indique qu'Énergir suppose toujours une durée de vie des équipements de 15 ans alors que, par ailleurs, elle indiquait plutôt que les équipements avaient des durées de vie de plus de 20 ans¹⁸.

Pour l'année 2024, lors de la cause tarifaire 2024-2025, Énergir prévoyait des taux de pénétration de 46 % pour le volet résidentiel, de 18 % pour le volet commercial et de 18 % pour le volet institutionnel¹⁹.

¹⁷ B-0207, page 4, tableau Q-1.1.

¹⁸ R-4169-2021, C-AHQ-ARQ-0031, pages 13 à 16.

¹⁹ R-4257-2024, B-0117, page 11, tableau Q-3.4.

Force est de constater, en comparant avec les valeurs réelles surlignées dans le tableau précédent (34 %, 1 %, 0,3 %), qu'encore une fois les prévisions d'Énergir ont été nettement optimistes²⁰.

Pour l'ensemble des raisons invoquées ci-dessus, l'AHQ-ARQ demeure d'avis que les hypothèses de taux de pénétration montrées au tableau Q-1.1 sont encore surestimées à compter de 2025.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de prendre acte d'un biais systématique dans les prévisions d'Énergir des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie.

²⁰ Voir également R-4257-2024, B-0192.

3. Stratégie d'approvisionnement pour l’hiver 2025-2026

Énergir prévoit ainsi le débit quotidien d’approvisionnement requis pour l’année 2025-2026²¹ :

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	36 275
Débit quotidien hiver extrême	34 401
Maximum (demande de pointe; hiver extrême)	36 275

À partir du maximum de 36 275 10³m³/jour à rencontrer, Énergir présente le bilan suivant²² :

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-Energir)	0
Achats dans le territoire - GSR	73
Transport fourni par les clients	128
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-Energir)	2 164
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 777
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	2 000
Saint-Flavien	2 400
Volet C	0
Usine LSR (vaporisation)	5 146
Interruption de liquéfaction GM GNL	400
Sous-total approvisionnements	36 228
Service de pointe pour combler le déficit	47
Achat de transport	0
Total approvisionnements	36 275

(notre surlignement)

²¹ B-0158, page 18, tableau 3.

²² B-0158, page 20, tableau 4.

De ce tableau, Énergir conclut à un léger écart de $47 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et, pour ce faire, il prévoit souscrire à un service de pointe pour le combler²³.

Afin de juger d'un tel besoin, l'AHQ-ARQ a analysé les valeurs des tableaux 3 et 4 ci-dessus et elle en arrive aux constats suivants :

- La journée du 3 février 2023 est identifiée comme étant la journée de pointe historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de $36\,275 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ ²⁴. L'AHQ-ARQ est d'avis que les conditions météorologiques de cette journée ont une probabilité d'occurrence significativement plus basse que 1/30.
 - Lors de cette journée extrême, le modèle de prévision d'Énergir a surestimé la demande d'un écart de $583 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ ²⁵.
- Énergir adopte une approche « *prudente* » en réduisant les capacités projetées disponibles en tout temps des vaporisateurs à l'usine LSR pour l'hiver 2025-2026 en se basant sur des événements survenus lors de l'hiver 2024-2025²⁶. Énergir note toutefois que si de tels événements étaient survenus lors de journées froides, il aurait quand même eu d'autres recours pour satisfaire la demande gazière²⁷.
- Énergir a inclus dans le besoin de pointe total la capacité nécessaire pour couvrir les retraits interdits des clients au service interruptible comme si de tels clients n'étaient pas interruptibles²⁸.

²³ B-0158, page 20, lignes 7 et 8.

²⁴ B-0158, annexe 4, page 3, ligne 28, à page 4, ligne 2.

²⁵ B-0166, annexe 1, page 4.

²⁶ B-0158, page 10, lignes 18 à 24; et page 19, lignes 22 à 25; voir aussi B-0186, page 11, réponses 3.2 et 3.3.

²⁷ B-0207, page 18, réponses 11.1 et 11.2.

²⁸ B-0158, page 18, lignes 8 à 11, et annexe 4, page 2, lignes 15 à 17; voir aussi B-0162, pages 23 à 25.

- Énergir adopte une approche « *prudente* » quant à la disponibilité future du gaz de source renouvelable (« GSR ») produit sur son territoire²⁹.

L'AHQ-ARQ conclut de ces constats qu'Énergir empile des occurrences pessimistes extrêmes de divers aléas de façon déterministe pour déterminer le service de pointe requis pour combler le déficit, le cas échéant. En effet, à partir d'une prévision déjà basée sur des conditions climatiques extrêmes, elle ajoute, sans vraiment en quantifier les probabilités d'occurrence, des aléas pessimistes sur la disponibilité des vaporisateurs à l'usine LSR, sur le recours à la consommation interruptible et, dans une moindre mesure, sur la disponibilité du GSR.

L'AHQ-ARQ est d'avis qu'une telle approche déterministe peut s'avérer trop sévère pour mener à des tarifs justes et raisonnables à assumer par les consommateurs et, par conséquent, elle est d'avis qu'Énergir, à l'instar d'Hydro-Québec et de plusieurs entreprises d'électricité, pourrait développer une approche de calcul de fiabilité stochastique en utilisant, par exemple, des techniques de simulation Monte Carlo afin de tenir compte de façon probante les divers risques³⁰.

²⁹ B-0158, page 8, ligne 21, à page 9, ligne 2; et page 19, lignes 10 à 14.

³⁰ R-4210-2022, B-0011, pages 27 à 29; et R-4210-2022, C-AHQ-ARQ-0024.

En conclusion de cette section, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander à Énergir de proposer, dans les meilleurs délais, une approche stochastique, à l'instar de ce que fait Hydro-Québec pour évaluer sa fiabilité en puissance, afin de déterminer le service de pointe requis pour combler le déficit d'approvisionnement en période d'hiver, le cas échéant.

Dans l'intervalle, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître les coûts qui seraient assumés par Énergir pour souscrire à un service de pointe pour l'année 2025-2026 afin de combler le déficit qu'il prévoit à l'aide de son approche déterministe.

4. Établissement de la prévision des besoins en journée de pointe

Énergir présente ainsi la problématique à résoudre et l'approche qu'elle propose pour la résoudre³¹ :

*« Dans la Cause tarifaire 2023-2024 (R-4213-2022), Énergir, s.e.c. (Énergir) a constaté que la régression basée sur la demande de l'hiver 2021-2022 génère une variation de la pointe qui ne suit pas la variation du volume projeté pour l'hiver 2023-2024. Énergir a également constaté une augmentation importante du facteur $DJ * V$ par rapport aux années précédentes. En l'absence d'explication plausible, Énergir n'a pas pu exclure une erreur d'échantillonnage. Ainsi, la solution retenue pour le dossier tarifaire 2023-2024 a été d'utiliser l'hiver 2019-2020 comme année de référence, soit le dernier hiver complet qui n'a pas été affecté par la pandémie de la COVID-19.*

*Dans sa décision D-2023-127, la Régie de l'énergie (Régie) a approuvé la proposition d'Énergir quant à l'utilisation d'une année antérieure comme année de référence, mais lui a demandé de produire une analyse permettant de valider le paramètre $DJ * V$ dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025.*

Pour répondre à la demande de la Régie, Énergir a mandaté la firme de conseil externe Artelys (Artelys) pour mener une étude sur la pertinence du facteur lié au vent. Compte tenu des délais serrés, Énergir n'a pas pu obtenir le rapport d'étude final au moment du dépôt de la Cause tarifaire 2024-2025. Énergir présente donc, dans

³¹ B-0058, page 3.

une première section, les principales conclusions du rapport d'étude susmentionné. Des changements à la méthode de régression d'Énergir ont été proposés par Artelys et sont également présentés dans la section 1. Ensuite, dans une deuxième section, Énergir compare les estimations entre la méthode actuelle et la méthode recommandée par Artelys. Le rapport d'étude complet d'Artelys est déposé à l'annexe 1. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

L'AHQ-ARQ a analysé le rapport d'étude d'Artelys et sa préoccupation principale réside dans la représentativité de l'échantillon retenu pour l'analyse de régression. Cette préoccupation est résumée ainsi, de même que la réponse d'Énergir³² :

*« **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*

³² B-0207, page 14, demande 8.1

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. » (Nous soulignons)

D'abord, l'AHQ-ARQ n'est pas d'accord avec la difficulté de définir la notion de journées plus froides alors qu'une telle définition existe déjà dans le cadre de la tarification biénergie³³. De plus, rien ne démontre que la réduction de l'échantillon rendrait l'exercice non probant.

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander à Énergir d'obtenir une version révisée des études réalisées par Artelys pour l'établissement de la prévision des besoins en journée de pointe, mais en ne tenant compte que des journées les plus froides.

³³ R-4169-2021, B-0034, pages 15 et 16, section 3.4.1.

5. Conclusions et recommandations

L'AHQ-ARQ demande à la Régie de donner effet à l'ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent mémoire et en particulier :

1. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de prendre acte d'un biais systématique dans les prévisions d'Énergir des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie.
2. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander à Énergir de proposer, dans les meilleurs délais, une approche stochastique, à l'instar de ce que fait Hydro-Québec pour évaluer sa fiabilité en puissance, afin de déterminer le service de pointe requis pour combler le déficit d'approvisionnement en période d'hiver, le cas échéant.

Dans l'intervalle, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître les coûts qui seraient assumés par Énergir pour souscrire à un service de pointe pour l'année 2025-2026 afin de combler le déficit qu'il prévoit à l'aide de son approche déterministe.

3. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander à Énergir d'obtenir une version révisée des études réalisées par Artelys pour l'établissement de la prévision des besoins en journée de pointe, mais en ne tenant compte que des journées les plus froides.