
R - 4334 - 2026

ÉNERGIR - 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
2026

MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Gaultier Barry-Camu, Marcel Paul Raymond

31 juillet 2026

Table des matières

1. Introduction.....	3
2. Prévision des livraisons.....	5
2.1. Nombre anticipé de clients.....	8
2.2. Évolution des livraisons des PMD	9
2.3. Biénergie.....	12
2.4. Normale climatique	16
2.4.1. Changement de la pondération.....	17
2.4.2. Comparaison avec les scénarios climatiques et la tendance long terme	18
3. Stratégie d’approvisionnement, demande de pointe et hiver extrême .	22
3.1. Déficits prévus au plan d’approvisionnement	22
3.1.1. Appel d’offres pour de la nouvelle capacité en transport (<i>New Capacity Open Season</i>).....	24
3.1.2. Prolongation des contrats de transport	27
3.2. Capacité de vaporisation de l’usine LSR	29
3.3. Ententes de fine pointe et service interruptible.....	30
3.4. Retraits interdits et refonte du service interruptible	31
4. Caractéristiques d’entreposage à Dawn.....	34
5. Tarifs de réception et projet de Sainte-Sophie.....	36
6. Conclusion et recommandations	39

Liste des tableaux de l’AHQ-ARQ

Tableau 2.1 de l’AHQ-ARQ : Écart du plan 2027-2030 par rapport au plan 2026-2029.....	7
Tableau 2.2 de l’AHQ-ARQ : Variation annuelle du plan 2027-2030.....	7
Tableau 2.3 de l’AHQ-ARQ : Révision des volumes transférés vers l’électricité	12
Tableau 2.4 de l’AHQ-ARQ : Révision des taux de pénétration de la biénergie	13
Tableau 2.5 de l’AHQ-ARQ : Comparaison des volumes à normaliser selon la méthodologie actuelle et la pondération 1-5-10	18

1. Introduction

Le 31 mars 2026, Énergir, s.e.c., (« Énergir ») dépose à la Régie de l’énergie (la « Régie »), en vertu des articles 31, 32, 34, 49, 52.6 et 72 de la *Loi sur la Régie de l’énergie* (la « Loi »)¹, une demande d’approbation du plan d’approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif (« CST ») à compter du 1er octobre 2026. Le 24 juillet 2026, Énergir dépose une cinquième demande amendée (la « Demande »)² en vertu des articles 31, 32, 34, 48.1, 49, 52.6, 72 et 73 de la Loi.

Dans ses décisions procédurales³, la Régie autorise l’Association Hôtellerie du Québec et l’Association Restauration Québec (collectivement l’« AHQ-ARQ ») à se prononcer sur l’ensemble de ces sujets⁴ :

- 1- Les prévisions des livraisons et leurs hypothèses sous-jacentes;
- 2- Le contexte et stratégie d’approvisionnement, l’établissement de la demande continue en journée de pointe et les besoins de l’hiver extrême;
- 3- Les caractéristiques d’entreposage et le modèle de prévision journalière;
- 4- Les études de faisabilité au site d’entreposage de Saint-Flavien et la création d’un CER;
- 5- Les prévisions d’approvisionnement et de distribution de GSR, les inventaires et les frais de socialisation et le traitement des UC;
- 6- Les tarifs de réception et la fonctionnalisation des coûts liés aux projets d’injection de GSR;
- 7- Le tarif de réception temporaire pour la SÉMER;
- 8- Le Plan global en efficacité énergétique (« PGEÉ ») 2026-2027;
- 9- Formule de variation des coûts (« FVC »), revenu requis, coûts de service, ajustement tarifaire global et stratégie tarifaire.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² [B-0156.](#)

³ [A-0015, D-2026-054](#) et [A-0016, D-2026-057.](#)

⁴ [C-AHQ-ARQ-0008.](#)

Le 27 mai 2026, l’AHQ-ARQ dépose ses commentaires sur les études de faisabilité relatives au site de Saint-Flavien et sur le tarif de réception temporaire applicable à la SÉMER (sujets 4 et 7)⁵.

Ce mémoire se concentre sur les enjeux pour lesquels son analyse a fait ressortir des constats ou des recommandations utiles. L’absence de commentaires sur les autres sujets ne doit pas être interprétée comme une approbation des propositions d’Énergir. L’intervention de l’AHQ-ARQ a pour objectif de s’assurer que les tarifs assumés par ses membres soient justes et raisonnables et que les dépenses et mesures proposées par Énergir soient prudentes, nécessaires, économiquement justifiées et dans l’intérêt de l’ensemble de la clientèle.

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.

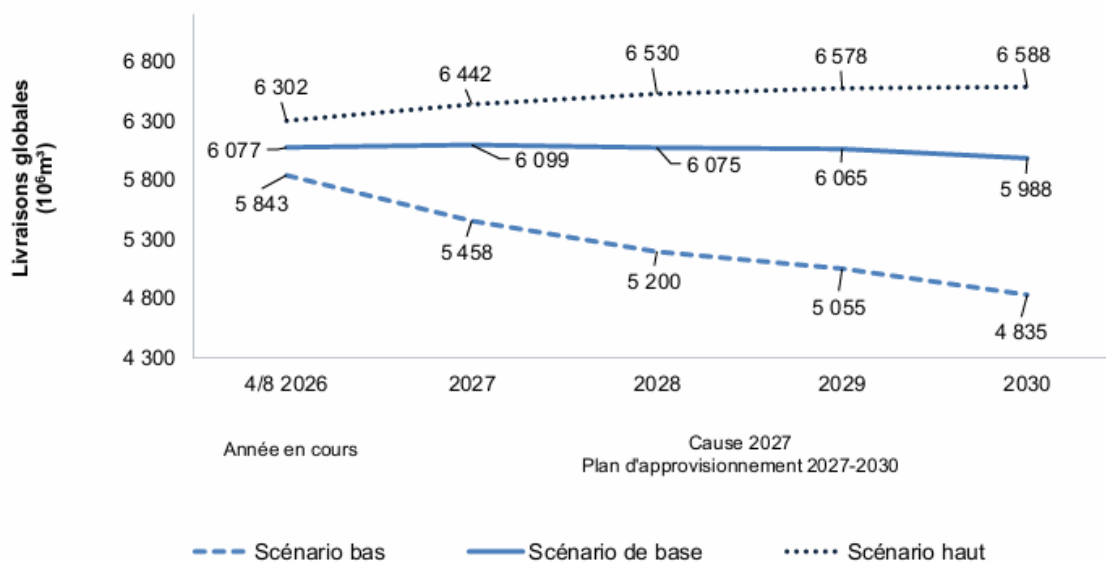
⁵ [C-AHQ-ARQ-0011](#).

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, haut et bas⁶ :

Graphique 1
Scénarios de base, bas et haut
Livraisons globales 2026-2030 (avant interruptions)



Pour le scénario de base, les livraisons prévues sont les suivantes⁷ :

⁶ B-0145, Énergir-H, Document 2, page 27, Graphique 1.

⁷ B-0145, Énergir-H, Document 2, page 4, Tableau 1.

Tableau 1
Demande avant interruptions (scénario de base)
2026-2027 à 2029-2030

Catégorie de clientèle	2026-2027 (10 ⁶ m ³)	2027-2028 (10 ⁶ m ³)	2028-2029 (10 ⁶ m ³)	2029-2030 (10 ⁶ m ³)
Grandes entreprises	3 097,6	3 072,5	3 128,0	3 130,6
Petit et moyen débits	3 001,8	3 002,5	2 937,0	2 857,7
TOTAL	6 099,3	6 075,0	6 065,0	5 988,3

Lors de la cause précédente, les prévisions comparables étaient les suivantes⁸ :

Tableau 1
Demande avant interruptions (scénario de base)
2025-2026 à 2028-2029

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

Pour l’année 2027-2028, la prévision globale passe ainsi de 5 932,9 Mm³ dans le plan précédent à 6 075,0 Mm³ dans le présent plan, soit une hausse de 142,1 Mm³ ou de 2,4 %. Cette hausse ne provient pas du marché des grandes entreprises, dont la prévision diminue légèrement de 2,5 Mm³ ou de 0,1 %, mais plutôt du marché des petits et moyens débits (« PMD »), dont la prévision augmente de 144,6 Mm³ ou de 5,1 %. Le tableau suivant présente les écarts entre les deux plans (nouvelle prévision moins la prévision précédente).

⁸ [R-4287-2024, B-0166, page 4, Tableau 1.](#)

Tableau 2.1 de l’AHQ-ARQ : Écart du plan 2027-2030 par rapport au plan 2026-2029

Catégorie de clientèle	Mesure	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Grandes entreprises	10 ⁶ m ³	-5,7	-2,5	73,6
	%	-0,2%	-0,1%	2,4%
Petit et moyen débits	10 ⁶ m ³	108,2	144,6	165,3
	%	3,7%	5,1%	6,0%

Source: B-0145, Énergir-H, Document 2, page, 42, Tableau 25.

Ces résultats démontrent que la révision à la hausse du présent plan par rapport au plan précédent se situe principalement du côté des PMD. Il importe toutefois de distinguer cette comparaison entre les deux plans de l’évolution annuelle à l’intérieur du présent plan.

Le tableau suivant présente cette évolution annuelle.

Tableau 2.2 de l’AHQ-ARQ : Variation annuelle du plan 2027-2030

Catégorie de clientèle	Mesure	2026-2027 → 2027-2028	2027-2028 → 2028-2029	2028-2029 → 2029-2030	2026-2027 → 2029-2030
Grandes entreprises	10 ⁶ m ³	-25,1	55,5	2,6	33,0
	%	-0,8%	1,8%	0,1%	1,1%
Petit et moyen débits	10 ⁶ m ³	0,7	-65,5	-79,3	-144,1
	%	0,0%	-2,2%	-2,7%	-4,8%
Total	10 ⁶ m ³	-24,3	-10,0	-76,7	-111,0
	%	-0,4%	-0,2%	-1,3%	-1,8%

Source: B-0145, Énergir-H, Document 2, page 4, Tableau 1.

On constate que les livraisons prévues aux grandes entreprises demeurent relativement stables sur l’horizon, passant de 3 097,6 10⁶m³ à 3 130,6 10⁶m³. Pour les PMD, les volumes sont essentiellement stables entre 2026-2027 et 2027-2028, puis diminuent pour atteindre 2 857,7 10⁶m³ en 2029-2030. Sur l’ensemble du plan, la baisse des PMD atteint 144,1 10⁶m³ ou 4,8 %.

Les livraisons globales passent pour leur part de 6 099,3 10⁶m³ à 5 988,3 10⁶m³, soit une diminution de 111,0 10⁶m³ ou de 1,8 %.

2.1. Nombre anticipé de clients

La baisse prévue pour 2026-2027 est cohérente avec la prévision du nombre anticipé de clients qui est à la baisse⁹ :

Tableau 17
Nombre anticipé de clients
Révision volumétrique 4/8 2025-2026
et Cause tarifaire 2026-2027

Nombre de clients	Total
4/8 2025-2026	211 706
CT 2026-2027	209 354

Toutefois, la preuve ne contient aucune prévision du nombre total de clients pour les années 2027-2028 à 2029-2030, malgré une question en DDR de la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (« FCEI ») où Énergir a simplement renvoyé au tableau 17 ci-dessus¹⁰.

Il n'est donc pas possible de vérifier directement si la diminution des volumes prévue après 2026-2027 repose sur une réduction du nombre de clients, sur une diminution de la consommation moyenne par client ou sur une combinaison de ces deux facteurs.

Énergir explique que les mesures réglementaires relatives aux bâtiments visent principalement les petits bâtiments résidentiels¹¹. La diminution du nombre de nouveaux clients peut ainsi être proportionnellement plus importante que la

⁹ [B-0145, Énergir-H, Document 2, page 25, Tableau 17.](#)

¹⁰ [B-0135, Énergir-T, Document 10, page 8, réponse 2.4.](#)

¹¹ [B-0135, Énergir-T, Document 10, pages 7 et 8, réponse 2.3.](#)

diminution des volumes, puisque ces bâtiments représentent généralement une consommation unitaire plus faible. Les explications fournies par Énergir sont plausibles, mais elles ne remplacent pas une prévision du nombre de clients couvrant l’ensemble du plan. Une telle prévision permettrait notamment de distinguer :

- la diminution du nombre de raccordements;
- les pertes de clients existants;
- la consommation moyenne des nouveaux clients;
- la migration entre catégories tarifaires;
- l’effet des mesures réglementaires sur le nombre de clients et sur les volumes.

Recommandation 1

Ainsi, l’AHQ-ARQ recommande que, dans le prochain plan d’approvisionnement, Énergir fournisse une prévision annuelle du nombre de clients couvrant toutes les années du plan, ventilée au minimum entre les grandes entreprises, le résidentiel, le commercial et l’institutionnel.

2.2. Évolution des livraisons des PMD

Le tableau 19, ci-dessous, présente les principaux facteurs expliquant l’évolution des livraisons du côté du marché des PMD¹².

¹² [B-0145, Énergir-H, Document 2, page 32, Tableau 19.](#)

Tableau 19
Livraisons de gaz naturel 2027-2030
Marché des petit et moyen débits

	DESCRIPTION	
1	Livraisons anticipées au 30 septembre 2026	3 035,9
2	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(21,9)
3	Économies d'énergie hors-programmes	(9,1)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(11,2)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(15,4)
6	Évolution de la normale climatique	0,1
7	Impact du 29 février	-
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
9	Maturation des nouvelles ventes	23,3
10	Livraisons anticipées au 30 septembre 2027	3 001,8
11	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(22,2)
12	Économies d'énergie hors-programmes	(12,0)
13	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(14,4)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	11,9
15	Évolution de la normale climatique	5,2
16	Impact du 29 février	3,0
17	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
18	Maturation des nouvelles ventes	29,3
19	Livraisons anticipées au 30 septembre 2028	3 002,5
20	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(22,5)
21	Économies d'énergie hors-programmes	(18,0)
22	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(16,8)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(22,8)
24	Évolution de la normale climatique	(11,2)
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	28,9
28	Livraisons anticipées au 30 septembre 2029	2 937,0
29	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(22,1)
30	Économies d'énergie hors-programmes	(23,5)
31	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(21,6)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(36,7)
33	Évolution de la normale climatique	(3,0)
34	Impact du 29 février	-
35	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
36	Maturation des nouvelles ventes	27,5
37	Livraisons anticipées au 30 septembre 2030	2 857,7

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

Pour 2026-2027, la diminution de $34,1 \text{ } 10^6\text{m}^3$ par rapport à la révision 4/8 de 2025-2026 résulte principalement :

- des économies attribuables au PGEÉ : $-21,9 \text{ } 10^6\text{m}^3$;
- des économies réalisées hors programmes : $-9,1 \text{ } 10^6\text{m}^3$;
- des transferts vers l’électricité attribuables à la biénergie : $-11,2 \text{ } 10^6\text{m}^3$;
- de la conjoncture et de la structure économiques : $-15,4 \text{ } 10^6\text{m}^3$.

Ces diminutions sont partiellement compensées par les volumes provenant de la maturation des nouvelles ventes, évalués à $23,3 \text{ } 10^6\text{m}^3$.

Pour 2027-2028, les économies d’énergie et la biénergie continuent de réduire les volumes, mais leurs effets sont compensés par une contribution positive de $11,9 \text{ } 10^6\text{m}^3$ provenant de la conjoncture et de la structure économiques, par un effet climatique positif de $5,2 \text{ } 10^6\text{m}^3$, par l’année bissextile et par $29,3 \text{ } 10^6\text{m}^3$ de nouvelles ventes arrivant à maturité.

En 2028-2029 et 2029-2030, les effets économiques deviennent négatifs, à $-22,8 \text{ } 10^6\text{m}^3$ et $-36,7 \text{ } 10^6\text{m}^3$ respectivement. Combinés aux économies d’énergie et à la biénergie, ils expliquent la baisse plus marquée des livraisons en fin d’horizon.

Il ressort ainsi du tableau 19 que **la diminution des volumes n’est pas attribuable à un seul facteur. Elle résulte de l’effet cumulatif** de l’efficacité énergétique, de la biénergie, du contexte économique, de l’évolution de la normale climatique et du rythme des nouvelles ventes. Les prochaines sections examineront certains de ces facteurs.

2.3. Biénergie

Dans le dossier précédent, l’AHQ-ARQ avait constaté que les prévisions de transferts vers l’électricité attribuables à la biénergie avaient été systématiquement supérieures aux résultats observés, particulièrement dans les marchés commercial et institutionnel¹³.

La prévision actuelle a été révisée à la baisse de façon importante par rapport au plan précédent¹⁴ :

Tableau 2.3 de l’AHQ-ARQ : Révision des volumes transférés vers l’électricité

Année	Plan précédent ¹ (10 ⁶ m³)	Plan actuel ² (10 ⁶ m³)	Réduction (10 ⁶ m³)	Réduction (%)
2027	18,3	11,2	7,1	38,8%
2028	23,3	14,4	8,9	38,2%
2029	26,5	16,8	9,7	36,6%
1	R-4287-2024, Phase 2, B-0207, page 4, tableau Q-1.1.			
2	B-0134, page 45, Tableau Q-9.3.			

Cette révision confirme la pertinence des réserves formulées antérieurement par l’AHQ-ARQ. Énergir indique qu’elle découle principalement des améliorations apportées au modèle de prévision et de la mise à jour de ses paramètres¹⁵. Elle tient notamment compte du profil moyen des clients, des conversions réellement observées de l’eau chaude domestique, des courbes de pénétration et des écarts constatés entre les prévisions et les résultats réels¹⁶. La réduction des volumes prévus ne résulte donc pas uniquement d’une révision des taux de pénétration.

¹³ [R-4287-2024, C-AHQ-ARQ-0029, pages 9 à 12.](#)

¹⁴ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 45, Tableau Q-9.3.](#)

¹⁵ [B-0137, Énergir-T, Document 12, page 4, réponse 1.4.](#)

¹⁶ [B-0008, Énergir-H, Document 2, page 24.](#)

L’AHQ-ARQ considère que ces ajustements améliorent la prévision et répondent en partie aux réserves formulées antérieurement.

Les hypothèses de taux de pénétration ont également été revues à la baisse¹⁷ :

Tableau 2.4 de l’AHQ-ARQ : Révision des taux de pénétration de la biénergie

Année	Plan	Résidentiel	Commercial	Institutionnel
2027	Plan précédent ¹	84%	27%	27%
	Plan actuel ²	72%	13%	25%
		-12%	-14%	-2%
2028	Plan précédent ¹	88%	36%	36%
	Plan actuel ²	78%	20%	30%
		-10%	-16%	-6%
2029	Plan précédent ¹	91%	45%	45%
	Plan actuel ²	85%	31%	41%
		-6%	-14%	-4%
1	R-4287-2024, Phase 2, B-0207, page 4, tableau Q-1.1.			
2	B-0134, page 45, Tableau Q-9.3.			

Les résultats maintenant disponibles invitent toutefois à distinguer les marchés. 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 institutionnel¹⁸. Les taux ensuite rapportés ont plutôt été de 34 %, 1 % et 0,3 %¹⁹.

Pour 2025, le taux résidentiel observé a atteint 64 %, soit quatre points de pourcentage de plus que la prévision de 60 %²⁰, tandis que les taux commercial et institutionnel se sont établis à 5 %, comparativement à une prévision de 9 %.

¹⁷ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 45, Tableau Q-9.3.](#)

¹⁸ [R-4257-2024, B-0117, page 11, tableau Q-3.4.](#)

¹⁹ [R-4287-2024, Phase 2, B-0207, page 4, tableau Q-1.1.](#)

²⁰ [R-4287-2024, Phase 2, B-0207, page 4, tableau Q-1.1.](#)

Ainsi, les résultats continuent de révéler une surestimation importante dans les marchés commercial et institutionnel, mais ne permettent pas de conclure à une surestimation systématique du volet résidentiel.

Malgré cette révision, Énergir prévoit toujours qu’en 2029-2030 les taux de pénétration atteindront 90 % au résidentiel, 42 % au commercial et 50 % à l’institutionnel²¹. Les taux prévus pour les marchés commercial et institutionnel demeurent élevés compte tenu des résultats observés à ce jour et du degré de maturité plus limité de ces volets.

Le Tableau ci-dessous, tiré du plus récent rapport de suivi sur la biénergie, présente les plus récents écarts constatés entre la prévision et le réel de la contribution GES²².

Tableau 4

	CT 2024-2025	Réel 2024-2025	Écart
Montant total de la contribution GES (000 \$)			
Distribution	4 226	1 467	(2 758)
Équilibrage	1 101	378	(723)
Total	5 327	1 845	(3 481)
Clients convertis (nombre)			
Résidentiel	6 424	6 220	(204)
Commercial et Institutionnel	1 007	99	(908)
Total	7 431	6 319	(1 112)
Volumes convertis (10 ³ m ³)	18 705	6 404	(12 301)
GES évités (t GES éq.)	35 951	12 309	(23 642)

Ainsi, pour 2024-2025, 6 220 clients résidentiels auraient été convertis comparativement à une prévision de 6 424, alors que seulement 99 clients

²¹ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 45, Tableau Q-9.3.](#)

²² [R-4328-2025, B-0095, page 5, Tableau 4.](#)

commerciaux et institutionnels ont été convertis comparativement à une prévision de 1 007, tandis que les volumes convertis utilisés aux fins de la contribution GES se sont élevés à 6 404 10³m³, comparativement à une prévision de 18 705 10³m³.

Ce suivi ne permet toutefois pas une comparaison complète avec les prévisions du plan. Les marchés commercial et institutionnel y sont regroupés et différentes mesures de volumes sont utilisées. À titre d’exemple, le rapport annuel présente 5,783 Mm³ de « volumes de gaz naturel réellement convertis »²³ et 6,404 Mm³ aux fins du calcul de la contribution GES²⁴, alors que le plan présente 3,8 Mm³ de « transferts vers l’électricité attribuables à la biénergie » pour 2025²⁵.

Énergir précise elle-même que ces volumes reposent sur des méthodes de calcul différentes²⁶. **L’AHQ-ARQ compte questionner Énergir en audience afin de concilier ces différentes mesures de volumes et de déterminer comment le suivi annuel pourrait être bonifié pour permettre une comparaison, par marché, des résultats réels avec les prévisions du plan.**

Après la compensation versée par Hydro-Québec, laquelle couvre environ 80 % des pertes de revenus de distribution, Énergir prévoit les impacts tarifaires résiduels suivants²⁷ :

- 0,7 M\$ en 2026-2027;
- 0,9 M\$ en 2027-2028;
- 1,1 M\$ en 2028-2029;
- 1,5 M\$ en 2029-2030.

²³ [R-4328-2025, B-0095, page 4, Tableau 3.](#)

²⁴ [R-4328-2025, B-0095, page 5, Tableau 4.](#)

²⁵ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 45, Tableau Q-9.3.](#)

²⁶ [R-4328-2025, B-0095, page 4, Note de bas de page 2.](#)

²⁷ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 46, réponse 9.4.](#)

Compte tenu de l’importante révision déjà apportée et des résultats favorables du volet résidentiel, l’AHQ-ARQ ne recommande pas d’appliquer une réduction additionnelle uniforme à la prévision actuelle, faute d’une base probante permettant de la quantifier. La progression prévue dans les marchés commercial et institutionnel demeure néanmoins incertaine et justifie une bonification ciblée du suivi existant.

Recommandation 2

Ainsi, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander à Énergir de bonifier le suivi annuel de la biénergie déjà produit en application de la décision D-2022-061 afin :

- **d’y comparer, séparément pour les marchés résidentiel, commercial et institutionnel, les taux de pénétration, le nombre de clients et les volumes prévus au plan avec les résultats réels;**
- **d’y concilier les transferts vers l’électricité présentés au plan, les volumes réellement convertis et les volumes utilisés aux fins du calcul de la contribution GES, en précisant les définitions et les méthodes de calcul applicables.**

2.4. Normale climatique

La normale climatique utilisée par Énergir est établie à partir d’une moyenne mobile de 30 ans. Pour la normale 2026-2027, Énergir utilise les données des années 1996 à 2025²⁸, lesquelles sont réchauffées mensuellement à l’aide de coefficients provenant d’Ouranos²⁹.

²⁸ [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 4, lignes 15 à 18.](#)

²⁹ [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 4, ligne 7.](#)

Le calcul est effectué pour six régions climatiques de la franchise. Les résultats régionaux sont pondérés selon la part de la consommation au tarif D₁³⁰. Pour 2026-2027, les régions de Montréal et de Québec représentent respectivement environ 72 % et 11 % de la pondération totale³¹, soit 83 % à elles seules.

Depuis 2017-2018, la normale est passée de 3 025 à 2 896 degrés-jours³² (« DJ »), soit une diminution de 129 DJ ou de 4,3 %. Cette réduction reflète à la fois le remplacement graduel des années plus froides dans la moyenne mobile et l’application des coefficients de réchauffement³³.

2.4.1. Changement de la pondération

Énergir a examiné des méthodes accordant une pondération plus importante aux années récentes (2021 à 2025)³⁴. Énergir souligne que les résultats sont similaires lorsque l’exercice est effectué sur une période plus longue³⁵. Pour l’année 2017-2018, la méthode actuelle aurait produit une normalisation de –53,7 Mm³, alors que la pondération « 1-5-10 » aurait produit une normalisation de –70,2 Mm³, pour un écart de 16,5 Mm³. Énergir affirme que « [c]e résultat est cohérent avec les constats présentés à la section 5.2 et ne modifie pas les conclusions de l’analyse. »³⁶

Le tableau ci-dessous de l’AHQ-ARQ illustre la différence entre les deux méthodologies :

³⁰ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 6, réponse 1.1.1.](#)

³¹ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 6, réponse 1.1.1.](#)

³² [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 5, ligne 1.](#)

³³ [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 5, lignes 5 à 7.](#)

³⁴ [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 7 à 9, section 2.1.](#)

³⁵ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 8, réponse 1.5.1.](#)

³⁶ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 8, réponse 1.5.1.](#)

Tableau 2.5 de l’AHQ-ARQ : Comparaison des volumes à normaliser selon la méthodologie actuelle et la pondération 1-5-10

	Année	Méthode actuelle (10 ⁶ m ³)	Pondération 1-5-10 (10 ⁶ m ³)	Différence (10 ⁶ m ³)	Différence (%)
1	2017-2018	-53,7	-70,2	-16,5	-30,7%
2	2021	123,7	110,7	13,0	10,5%
2	2022	-39,8	-53,6	-13,8	-34,7%
2	2023	124,1	123,9	0,2	0,2%
2	2024	204,6	204,3	0,3	0,1%
2	2025	2,1	2,0	0,1	4,8%
1	B-0134, Énergir-T, Document 9, page 8, réponse 1.5.1.				
2	B-0015, Énergir-H, Document 7, page 8, Tableau 4.				
	Différence % = (Méthodologie actuelle – Pondération 1-5-10) / Méthodologie actuelle X 100				

Ainsi, bien que certaines années soient similaires, **certains écarts sont suffisamment importants pour avoir un effet mesurable sur les volumes normalisés et, ultimement, sur les tarifs.** En prenant la méthodologie actuelle comme référence, la pondération 1-5-10 aurait fait varier les volumes à normaliser de 0,1 % à 34,7 % selon les années examinées. Bref, ces écarts entre les deux méthodes ne sont pas systématiquement négligeables.

La preuve ne permet toutefois pas de reproduire complètement l’analyse d’Énergir. Les données régionales, les coefficients mensuels détaillés, les résultats des autres pondérations et leurs impacts tarifaires n’ont pas été déposés³⁷. Énergir indique par ailleurs qu’elle ne prévoit pas refaire périodiquement l’analyse de la normale climatique³⁸.

2.4.2. Comparaison avec les scénarios climatiques et la tendance long terme

Énergir a également comparé la tendance à long terme de la méthodologie actuelle à différents scénarios climatiques des trajectoires communes d’évolution

³⁷ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 6 à 9, réponses 1.1, 1.4 et 1.7.](#)

³⁸ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 9, réponse 1.8.](#)

socio-économiques (« SSP »)³⁹. Leur comparaison est présentée dans le Tableau ci-dessous⁴⁰ :

Tableau 5
Comparaison de la tendance long terme
des scénarios climatiques avec la méthodologie actuelle

Scénarios climatiques	Réduction absolue, par année (DJ)	Variation, selon une régression exponentielle (%)
SSP1-2.6	-17,4	-0,58 %
SSP2-4.5	-10,9	-0,38 %
SSP3-7.0	-22,6	-0,78 %
SSP5-8.5	-23,1	-0,82 %
Méthodologie actuelle	-16,3	-0,55 %

La méthodologie actuelle produit une réduction de 16,3 DJ par année, soit 0,55 % et les scénarios SSP produisent des réductions variant de 10,9 à 23,1 DJ par année. Le scénario SSP1-2.6 est le plus proche de la méthodologie actuelle, avec une réduction de 17,4 DJ par année. Néanmoins, Énergir affirme que le scénario central SSP2-4.5 « *correspond aux besoins d’Énergir associés au réchauffement de la normale climatique et à l’établissement des tarifs.* »⁴¹

Questionnée par l’AHQ-ARQ sur cette préférence du scénario SSP2-4.5 malgré la plus grande proximité du scénario SSP1-2.6, Énergir a expliqué que le SSP2-4.5 constitue un scénario central fréquemment utilisé, tout en précisant qu’elle ne recommande pas son utilisation pour établir les tarifs et qu’elle l’utilise uniquement comme scénario de référence pour son analyse⁴². Énergir n’a par ailleurs pas quantifié les impacts tarifaires des différentes options analysées et ne prévoit pas

³⁹ [B-0015, Énergir-H, Document 7, pages 9 à 12, section 2.2.](#)

⁴⁰ [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 10, Tableau 5.](#)

⁴¹ [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 11, lignes 13 et 14.](#)

⁴² [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 8, réponse 1.6.](#)

refaire périodiquement l’analyse de la normale climatique, des pondérations ou des scénarios climatiques⁴³.

Ces résultats ne démontrent pas qu’une modification immédiate de la méthodologie est nécessaire. Ils montrent toutefois que l’appréciation de celle-ci dépend notamment du scénario climatique retenu et que les écarts entre les différentes trajectoires ne sont pas négligeables. **En l’absence d’une quantification de leurs impacts tarifaires et de critères permettant de déterminer quand la méthodologie devrait être révisée, l’analyse actuelle ne justifie pas que celle-ci ne soit jamais réévaluée.**

Ainsi, l’AHQ-ARQ ne recommande pas de modifier immédiatement la méthode pour l’année 2026-2027. Elle considère toutefois que l’évolution des données observées, des projections climatiques et des scénarios SSP justifie une validation périodique de la méthodologie.

⁴³ [B-0134, Énergir-T, Document 9, pages 8 et 9, réponses 1.7 et 1.8.](#)

Recommandation 3

Par conséquent, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie :

- **de maintenir la méthode actuelle du calcul de la normale climatique pour l’année 2026-2027;**
- **d’exiger le dépôt annuel des degrés-jours par région, des pondérations régionales et du volume total normalisé;**
- **d’exiger une comparaison entre les volumes réels et les volumes normalisés;**
- **de demander une réévaluation méthodologique à chaque dossier tarifaire, ou plus tôt en présence d’un changement climatique ou méthodologique matériel, comprenant une mise à jour des coefficients de réchauffement, une analyse des pondérations alternatives, une comparaison avec les scénarios SSP alors disponibles ainsi qu’une quantification des impacts sur les volumes normalisés et les tarifs.**

3. Stratégie d’approvisionnement, demande de pointe et hiver extrême

Dans sa décision D-2026-011, la Régie rappelle qu’elle doit rechercher un équilibre entre la sécurité d’approvisionnement et l’établissement de tarifs justes et raisonnables⁴⁴. Elle partage le constat de l’AHQ-ARQ selon lequel une fiabilité insuffisante crée des risques, alors qu’un niveau de fiabilité excessif peut entraîner des coûts inutilement élevés⁴⁵. Elle reconnaît également qu’une combinaison d’outils peut permettre d’optimiser les coûts tout en maintenant la fiabilité du service⁴⁶.

Cette orientation demeure pertinente dans le présent dossier. Le déficit prévu pour 2026-2027 est important et les outils envisagés présentent des caractéristiques, des coûts et des degrés de fermeté différents. La stratégie ne devrait donc pas être évaluée uniquement selon sa capacité théorique à combler le déficit, mais également selon le coût total des outils, leur disponibilité au moment requis et les risques qu’ils ne procurent pas les capacités prévues.

3.1. Déficits prévus au plan d’approvisionnement

Pour l’année 2026-2027, Énergir établit la demande continue en journée de pointe à $37\,451\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$ et la demande correspondant à l’hiver extrême est évaluée à $36\,896\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$ ⁴⁷. La demande de pointe, supérieure de $555\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$, constitue donc le critère déterminant.

Avant l’ajout des outils additionnels projetés, Énergir dispose d’approvisionnements totalisant $35\,647\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$ ⁴⁸. Il en résulte un déficit de

⁴⁴ [R-4287-2024, Phase 2, A-0113, D-2026-011, page 43, paragraphe 144.](#)

⁴⁵ [R-4287-2024, Phase 2, A-0113, D-2026-011, pages 43 et 44, paragraphe 145.](#)

⁴⁶ [R-4287-2024, Phase 2, A-0113, D-2026-011, page 44, paragraphe 146.](#)

⁴⁷ [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 21, tableau 3.](#)

⁴⁸ [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 23, lignes 1 et 2.](#)

1 804 10³ m³/j⁴⁹, soit environ 68 TJ/j pour 2026-2027⁵⁰. Les déficits présentés sur l’horizon du plan sont les suivants ⁵¹:

Tableau 2

Année du plan	Outils d'approvisionnement en transport (TJ/jour)
	<i>Excédents (+) / Déficits (-) par année</i>
2026-2027	-68
2027-2028	-77
2028-2029	-100
2029-2030	-86

Pour 2026-2027, le plan retient 28 TJ/j de service de pointe et 40 TJ/j d’achats de transport a priori. Le Tableau suivant présente ces données pour l’horizon du plan⁵² :

Tableau Q-3.2

	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
	<i>Volume (TJ)</i>	<i>Volume (TJ)</i>	<i>Volume (TJ)</i>	<i>Volume (TJ)</i>
Déficit d'outils au plan d'approvisionnement	-68	-77	-100	-90
Service de pointe	28	0	0	0
Impact de la refonte du tarif interruptible	0	0	0	0
Provision additionnelle avant achat / (vente)	-40	-77	-100	-90
Achat / (vente) de transport a priori	40	77	100	90
Déficit à combler	0	0	0	0

⁴⁹ 37 451 - 35 647

⁵⁰ [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 19, tableau 2.](#)

⁵¹ [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 19, tableau 2.](#)

⁵² [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 22, Tableau Q-3.2.](#)

Les capacités de service de pointe demeurent toutefois prévisionnelles et ne sont pas encore concrétisées. Pour les années suivantes, le plan suppose que la totalité des déficits sera comblée par des achats de transport *a priori*⁵³. Aucun effet découlant de la refonte du service interruptible n’est intégré sur l’horizon du plan⁵⁴.

On observe toutefois une incohérence pour l’année 2029-2030. Le tableau 2 du plan présente un déficit de 86 TJ/j, alors que l’annexe 6 révisée le 16 juillet 2026⁵⁵ et le tableau Q-3.2 indiquent plutôt un déficit de 90 TJ/j, entièrement comblé par des achats de transport *a priori*. **L’AHQ-ARQ demandera à Énergir de concilier ces valeurs en audience et de confirmer celle qui doit être retenue. À la lumière de cette clarification, l’AHQ-ARQ pourra, au besoin, recommander à la Régie d’exiger la correction des pièces concernées.**

3.1.1. Appel d’offres pour de la nouvelle capacité en transport (*New Capacity Open Season*)

L’évolution des besoins d’approvisionnement illustre également les conséquences que peuvent avoir les variations de prévision sur les décisions prises à long terme. Lors de la *New Capacity Open Season* (« NCOS ») lancée par TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») à l’été 2025, le déficit prévu par Énergir pour 2028-2029 n’était que de 13 TJ/j⁵⁶. Ce déficit est maintenant évalué à 100 TJ/j pour la même période.

Énergir confirme qu’elle aurait participé à cette NCOS si elle avait alors fait face à la situation actuelle⁵⁷. Elle confirme également que le transport acquis sur le

⁵³ [B-0147, Énergir-H, Document 3, annexe 6, page 1 \(PDF 55\), ligne 54.](#)

⁵⁴ [B-0134, Énergir-T, Document 9, pages 23 et 24, question 4.1 à 4.4.](#)

⁵⁵ [B-0147, Énergir-H, Document 3, annexe 6, page 1 \(PDF 55\), ligne 54.](#)

⁵⁶ [B-0135, Énergir-T, Document 10, page 13, réponse 3.7.](#)

⁵⁷ [B-0135, Énergir-T, Document 10, page 13, réponse 3.8.](#)

marché secondaire est plus coûteux que le tarif de TC Energy et que cette situation devrait persister au cours des prochaines années⁵⁸.

Le déficit de 13 TJ/j invoqué par Énergir correspond toutefois uniquement au scénario de base du plan précédent. Dans le scénario haut alors présenté, le déficit prévu pour 2028-2029 atteignait 133 TJ/j et devait être comblé par des achats additionnels de capacité de transport⁵⁹. Énergir indiquait d’ailleurs que, « [p]our les trois dernières années du plan, des achats de capacité de transport supplémentaires seraient nécessaires »⁶⁰. **Le déficit de 100 TJ/j maintenant prévu au scénario de base se situait donc déjà à l’intérieur de l’intervalle considéré par Énergir lors du plan précédent.**

Le scénario haut constituait cependant une borne supérieure et non la prévision la plus probable. Énergir estimait à 0,03 % la probabilité que les livraisons réelles dépassent ce scénario en 2028-2029⁶¹. Cette donnée ne permet toutefois pas de connaître la probabilité que le déficit excède les 13 TJ/j du scénario de base, ni de déterminer si l’acquisition d’une capacité intermédiaire aurait été économiquement justifiée.

Cette évolution ne permet pas, à elle seule, de conclure que la décision de ne pas participer à la NCOS était déraisonnable. Elle soulève toutefois la question de savoir si Énergir a suffisamment tenu compte de l’ensemble des scénarios alors disponibles et si elle a évalué l’acquisition d’une capacité partielle permettant de limiter le risque de devoir recourir ultérieurement à un marché secondaire plus coûteux.

⁵⁸ [B-0135, Énergir-T, Document 10, pages 13-14, réponse 3.9.](#)

⁵⁹ [R-4287-2024, B-0158, Énergir-H, Document 3, Annexe 8, page 1 \(PDF 51\), lignes 51 et 53](#)

⁶⁰ [R-4287-2024, B-0158, Énergir-H, Document 3, page 24, ligne 12 à page 25, ligne 2](#)

⁶¹ [R-4287-2024, B-0232, Énergir-H, Document 2, Annexe 2, page 6 \(PDF 55\), Tableau 2.](#)

Recommandation 4

Dans ce contexte, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie d’exiger qu’Énergir applique, à toute future NCOS ou occasion d’acquérir de la capacité de transport primaire, une analyse qui :

- établit les besoins selon les scénarios bas, de base et haut, en tenant compte de l’incertitude et, lorsque possible, de leur probabilité;
- évalue différents niveaux d’acquisition, dont l’absence d’acquisition et une acquisition partielle;
- compare leurs coûts actualisés et leurs risques à ceux des solutions de remplacement, en considérant les conséquences d’une capacité excédentaire ou insuffisante ainsi que les possibilités de revente ou d’optimisation;
- soit déposée dans le premier dossier tarifaire suivant la décision, avec les hypothèses, les résultats et les motifs justifiant la participation ou non d’Énergir.

L’AHQ-ARQ compte questionner Énergir en audience sur la manière dont le déficit de 133 TJ/j prévu au scénario haut a été pris en compte dans sa décision de ne pas participer à la NCOS de 2025. Elle cherchera notamment à déterminer si Énergir a évalué différentes quantités de capacité, dont une participation partielle, et les probabilités et les coûts associés à chacun des scénarios, ainsi qu’à connaître les critères précis ayant conduit Énergir à ne pas participer. **La présente recommandation pourra être précisée à la lumière des réponses obtenues.**

Depuis le dépôt du plan, une nouvelle occasion d’acquérir de la capacité primaire s’est présentée. En effet, Énergir souligne que « [l]e 2 juillet 2026, TCPL a annoncé

un appel d’offres pour de nouvelles capacités. Au total, 22 TJ seraient disponibles à partir de 1er novembre 2027 et ces capacités pourraient potentiellement augmenter selon la résolution de contraintes opérationnelles à 35 TJ pour le 1er novembre 2029 et 67 TJ pour le 1er novembre 2030. Compte tenu des déficits actuels, Énergir prévoit répondre à cet appel d’offres afin de combler une portion de son déficit sur l’horizon du plan d’approvisionnement. »⁶²

La recommandation 4 ci-dessus trouve donc une application immédiate. **L’AHQ-ARQ compte questionner Énergir en audience sur les quantités et les durées qu’elle envisage de soumissionner ainsi que sur l’analyse comparative réalisée entre une participation partielle ou complète, le maintien d’un recours au marché secondaire et les risques de capacité excédentaire.**

3.1.2. Prolongation des contrats de transport

Le 3 mars 2026, TCPL a déclenché une procédure de prolongation de terme (« *Term-up* ») visant 12 contrats d’Énergir qui se terminent avant le 1er novembre 2033. Ces contrats représentent « *856 TJ/j des capacités de transport détenues par Énergir, soit 90 % de ses contrats qui arrivent à échéance avant octobre 2033* »⁶³. La procédure oblige Énergir à prolonger les contrats visés jusqu’au 31 octobre 2033 afin d’en préserver les droits de renouvellement.⁶⁴

Dans le contexte actuel, ces capacités ne pourraient vraisemblablement pas être remplacées sur le marché primaire et un recours au marché secondaire serait plus coûteux et volatil⁶⁵. Si la demande diminuait, la valeur de revente des capacités

⁶² [B-0135, Énergir-T, Document 10, page 16, réponse 3.17.](#)

⁶³ [B-0147, Énergir-H, Document 3, page 18, lignes 5 et 6.](#)

⁶⁴ [B-0147, Énergir-H, Document 3, page 18, lignes 8 à 12.](#)

⁶⁵ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 40, réponse 8.1.](#)

serait élevée, ce qui atténuerait le risque économique d'une capacité excédentaire⁶⁶.

La preuve ne présente pas d'analyse chiffrée d'une prolongation partielle. Elle établit néanmoins que le *Term-up* ne crée pas de nouvelle capacité : il maintient les capacités actuelles, alors que le plan prévoit déjà des déficits pour chacune de ses années. La prolongation réduit donc le risque de devoir remplacer ultérieurement une capacité primaire à un coût supérieur, sans éliminer la nécessité d'acquérir les autres outils prévus au plan.

Recommandation 5

L’AHQ-ARQ recommande à la Régie d’autoriser la prolongation des 12 contrats visés par le *Term-up* et d’exiger qu’Énergir présente, dans les prochains plans d’approvisionnement, les capacités ainsi préservées, leur coût net, les quantités inutilisées ou revendues et les revenus de revente.

Dans les circonstances actuelles, la prolongation de l'ensemble des contrats semble ainsi constituer l'option la plus prudente, voire la seule permettant d'éviter une détérioration immédiate du bilan d'approvisionnement. Cette conclusion ne permet toutefois pas d'expliquer pourquoi Énergir se trouve aujourd'hui dans une situation où la conservation de la presque totalité des capacités visées paraît indispensable.

L’AHQ-ARQ entend donc questionner Énergir en audience sur les démarches entreprises, avant le déclenchement du *Term-up*, pour rechercher d’autres options de remplacement, de diversification ou de réduction des besoins. Elle cherchera notamment à déterminer à quel moment

⁶⁶ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 40, réponse 8.2.](#)

Énergir a constaté que ces capacités ne pourraient vraisemblablement pas être remplacées sur le marché primaire, quelles solutions ont alors été évaluées et pourquoi aucune autre option n’a pu être développée avant que la prolongation des contrats existants devienne pratiquement incontournable. **Une recommandation pourra être formulée ou précisée à la lumière des réponses obtenues en audience.**

3.2. Capacité de vaporisation de l’usine LSR

Le plan retient une capacité de vaporisation de l’usine de liquéfaction, stockage et regazéification (« LSR ») de $6\,017\,10^3\text{ m}^3$, comparativement à $5\,146\,10^3\text{ m}^3$ dans la cause précédente⁶⁷. L’augmentation de $871\,10^3\text{ m}^3$ représente environ 17 %, soit l’équivalent d’environ 33 TJ/j⁶⁸, selon le rapport entre le déficit volumétrique de $1\,804\,10^3\text{ m}^3$ et le déficit énergétique de 68 TJ/j présenté au plan. **Ce déficit passerait donc à environ 101 TJ/j** ($68 + 33$). Il s’agit donc d’une hypothèse déterminante du plan.

Énergir explique que le remplacement des vaporisateurs doit permettre de livrer $6\,017\,10^3\text{ m}^3/\text{j}$ même en cas de défaillance de l’un des quatre modules⁶⁹. **Les réponses fournies en DDR comportent toutefois des ambiguïtés chronologiques qui pourront être clarifiées en audience.**

Énergir a refusé de présenter une sensibilité utilisant l’ancienne capacité de $5\,146\,10^3\text{ m}^3$, au motif qu’elle est « *confiante* » que la nouvelle capacité sera disponible⁷⁰.

⁶⁷ [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 22, lignes 5 à 8.](#)

⁶⁸ Estimation proportionnelle : $871 / 1\,804 \times 68\text{ TJ/j} = 32,8\text{ TJ/j}$

⁶⁹ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 27, réponse 5.1.](#)

⁷⁰ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 28, réponse 5.4.](#)

L’AHQ-ARQ considère qu’une affirmation de confiance ne remplace pas un scénario de repli, **particulièrement lorsqu’une seule hypothèse représente environ la moitié du déficit initial.**

Recommandation 6

L’AHQ-ARQ recommande à la Régie d’exiger qu’Énergir :

- **dépose, avant l’hiver 2026-2027, une confirmation de mise en service et les résultats des essais pertinents de la capacité de vaporisation de l’usine LSR;**
- **présente, si la capacité ne peut être confirmée, un scénario de repli fondé sur la capacité antérieure, en précisant les outils additionnels requis, leur disponibilité et leur coût estimatif;**
- **présente, dans son rapport annuel, la disponibilité des équipements, le débit maximal soutenu, le nombre de jours d’utilisation et les incidents observés au cours de l’hiver 2026-2027.**

3.3. Ententes de fine pointe et service interruptible

Énergir demande la préapprobation des modalités d’ententes ponctuelles avec des clients de la catégorie grandes entreprises au service continu afin qu’ils réduisent leur consommation lors des journées de fine pointe de l’hiver 2026-2027. Le volume quotidien interruptible varierait selon les ententes. La prime fixe serait de 0,25 \$/m³ par année, la prime variable de 4,00 \$/m³ interrompu et le nombre maximal d’interruptions de cinq jours entre le 1er décembre 2026 et le 31 mars 2027⁷¹.

⁷¹ [B-0041, Énergir-H, Document 10, page 4, Tableau 1.](#)

Énergir estime que ces ententes sont moins coûteuses que les autres services de pointe actuellement disponibles⁷². Les primes fixes offertes pour les solutions de remplacement seraient plus élevées et leurs composantes variables seraient exposées à des marchés pouvant dépasser 120 \$/GJ lors de journées froides⁷³.

L’AHQ-ARQ reconnaît que ces ententes peuvent réduire le recours à des outils de marché secondaire beaucoup plus coûteux. Leur préapprobation peut être raisonnable si leur coût est comparé à une solution de remplacement réaliste.

Recommandation 7

L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de préapprouver les modalités proposées d’ententes ponctuelles avec des clients de la catégorie grandes entreprises au service continu pour l’hiver 2026-2027 et de prendre acte de l’évaluation de leur rentabilité, sous réserve qu’Énergir :

- **l’informe des ententes conclues et des volumes interruptibles visés;**
- **évite de comptabiliser les mêmes volumes à la fois comme réduction de la demande et comme outil additionnel;**
- **présente, au rapport annuel, les résultats obtenus et les coûts comparés à ceux de l’outil évité.**

3.4. Retraits interdits et refonte du service interruptible

La demande continue en journée de pointe comprend 8,7 TJ attribuables aux retraits interdits possibles de clients interruptibles, comparativement à 21,6 TJ en 2023⁷⁴. La nouvelle valeur repose sur les retraits réels observés en janvier 2026,

⁷² [B-0041, Énergir-H, Document 10, page 5, lignes 18 à 22.](#)

⁷³ [B-0041, Énergir-H, Document 10, page 8, lignes 1 à 6.](#)

⁷⁴ [B-0147, Énergir-H, Document 3, page 20, lignes 14 à 16.](#)

notamment le 27 janvier, dans des conditions de marché qu’Énergir juge comparables à celles du 3 février 2023⁷⁵.

Dans la décision D-2026-011, la Régie a conclu qu’Énergir devait couvrir la demande du scénario de base et a reconnu que l’exclusion des clients interruptibles incapables de s’interrompre pouvait mettre à risque la sécurité d’approvisionnement⁷⁶. Il n’est donc pas approprié de retirer entièrement cette provision.

La diminution observée peut refléter les efforts de sensibilisation d’Énergir et la validation des plans d’interruption des clients. Elle demeure toutefois fondée sur un nombre limité d’événements. La disponibilité du gaz d’appoint, les prix du marché et les caractéristiques des clients interrompus peuvent modifier sensiblement les retraits interdits d’un événement à l’autre.

Par ailleurs, la Régie jugeait « *impératif que le dossier sur le service interruptible soit revu dès 2026* »⁷⁷. Malgré tout, Énergir indique maintenant que sa proposition serait déposée au printemps ou à l’été 2027⁷⁸ et intégrée au premier dossier tarifaire suivant son approbation⁷⁹.

⁷⁵ [B-0147, Énergir-H, Document 3, page 20, lignes 17 à 23](#) et [B-0131, Énergir-T, Document 7, page 3, réponse 1.3.](#)

⁷⁶ [R-4287-2024 Phase 2, A-0113, D-2026-011, page 46, paragraphe 156.](#)

⁷⁷ [R-4287-2024 Phase 2, A-0113, D-2026-011, page 47, paragraphe 162.](#)

⁷⁸ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 23, réponse 4.1.](#)

⁷⁹ [B-0040, Énergir-H, Document 9, pages 9 à 13, section 2.](#)

Recommandation 8

Dans ce contexte, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie :

- **de retenir provisoirement, pour l’hiver 2026-2027, un volume de 8,7 TJ pour les retraits interdits;**
- **d’exiger sa mise à jour après tout événement comparable et à la suite de l’approbation de la refonte du service interruptible;**
- **de ne reconnaître aucune capacité additionnelle liée à cette refonte avant son approbation, sauf sur la base d’une démonstration probante de sa disponibilité et de sa fiabilité.**

4. Caractéristiques d’entreposage à Dawn

Énergir recherche un nouveau contrat d’entreposage à Dawn à compter du 1er avril 2027. Le contrat devrait comporter une capacité minimale de retrait de $717 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ⁸⁰, ce qui représenterait une capacité d’entreposage d’environ 3,4 PJ⁸¹.

Selon l’ancienne méthode, le besoin de retrait aurait été de $955 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ⁸². La proposition réduit donc la capacité recherchée de $238 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ou de 24,9 %.

Dans sa décision D-2026-011, la Régie a jugé raisonnable de ne pas combler un déficit de capacité de retrait parce que l’amélioration du modèle de prévision devait réduire le besoin de flexibilité⁸³. Elle a cependant précisé que « *la fiabilité du nouveau modèle devra être démontrée sur une période prolongée, notamment lors des journées de pointe où les enjeux opérationnels sont les plus critiques.* »⁸⁴

La capacité de $717 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ est cohérente avec cette orientation. Elle repose toutefois sur les résultats attendus du nouveau modèle, dont l’historique demeure limité, alors que la capacité de $955 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ découle de la méthode antérieure fondée sur les écarts historiques de prévision⁸⁵. **Il subsiste donc une incertitude quant à la capacité de retrait qui sera réellement nécessaire lors des journées de pointe.**

⁸⁰ [B-0012, Énergir-H, Document 5, page 5, lignes 13 et 14.](#)

⁸¹ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 35, réponse 7.1.](#)

⁸² [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 36, réponse 7.3.1.](#)

⁸³ [R-4287-2024, Phase 2, A-0113, D-2026-011, page 58, paragraphe 206 et page 59, paragraphe 210.](#)

⁸⁴ [R-4287-2024, Phase 2, A-0113, D-2026-011, page 59, paragraphe 211.](#)

⁸⁵ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 36, réponse 7.3.1.](#)

Recommandation 9

L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de prendre acte des caractéristiques recherchées pour le contrat d’entreposage devant entrer en vigueur le 1er avril 2027, sous réserve qu’Énergir dépose, à la suite de l’appel d’offres :

- **le volume, la durée et le coût du contrat retenu;**
- **la comparaison économique avec une capacité de $955 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$;**
- **les modalités permettant d’ajuster ou de renouveler le contrat;**
- **les motifs justifiant la durée retenue, compte tenu du prix, de la flexibilité et de l’incertitude entourant les besoins futurs.**

Recommandation 10

L’AHQ-ARQ recommande également qu’Énergir présente, dans ses rapports annuels, un suivi de la performance du modèle de prévision journalière et de l’utilisation réelle de la capacité de retrait, particulièrement lors des journées de pointe.

5. Tarifs de réception et projet de Sainte-Sophie

Le tarif de réception vise à récupérer les coûts occasionnés par les projets d’injection de gaz naturel dans le réseau d’Énergir. Sa structure distingue notamment les coûts d’investissement propres au raccordement d’un producteur, regroupés dans la composante A, et les coûts additionnels d’utilisation des réseaux de transport de TQM ou de TCPL, historiquement associés à la composante D⁸⁶.

Le projet de Sainte-Sophie est le premier projet d’injection impliquant Énergir qui sera directement raccordé au réseau de TQM⁸⁷. Énergir estime que l’application de la composante D à ce projet et à d’éventuels autres producteurs serait complexe, notamment parce que la notion de zone de consommation sur laquelle reposait cette composante n’est plus adaptée à la situation actuelle⁸⁸.

Énergir propose donc de supprimer la composante D et d’intégrer à la composante A les coûts associés au branchement du projet de Sainte-Sophie au réseau de TQM.

Les coûts de branchement facturés par TQM sont maintenant évalués à 3,2 M\$. Ils comprennent les coûts de création du point d’injection et les travaux d’aménagement, mais Énergir ne dispose pas d’une ventilation plus détaillée de ces coûts⁸⁹.

Ces coûts seront capitalisés par Énergir et récupérés auprès du producteur au moyen de la composante A du tarif de réception. La période de récupération sera de 20 ans, les investissements seront amortis sur la même période et les taux

⁸⁶ [B-0116, Énergir -Q, Document 12, page 3, lignes 1 à 11.](#)

⁸⁷ [B-0116, Énergir -Q, Document 12, page 7, lignes 12 et 13.](#)

⁸⁸ [B-0116, Énergir -Q, Document 12, page 7, ligne 14, à page 8, ligne 16.](#)

⁸⁹ [B-0131, Énergir-T, Document 7, pages 18 et 19, réponses 9.2 et 9.3.](#)

permettront de récupérer le coût de service, notamment le rendement, les frais de financement et le traitement fiscal applicables⁹⁰.

Entre le paiement initial à TQM et leur récupération par le tarif de réception, les coûts de branchement seront cumulés dans le compte d’écarts et de reports hors base autorisé pour les actifs nécessaires à l’injection de GSR⁹¹. Énergir affirme ainsi que les coûts de branchement et leur financement seront entièrement récupérés auprès du producteur et n’entraîneront aucun coût temporaire, résiduel ou permanent pour la clientèle⁹². Énergir indique également que les coûts transférés à la composante A ne seront pas socialisés⁹³.

La proposition respecte donc la causalité des coûts pour le projet actuel : les coûts de branchement propres au projet de Sainte-Sophie seront assumés par son producteur plutôt que par la clientèle générale.

La suppression de la composante D ne devrait toutefois pas être interprétée comme une autorisation de socialiser automatiquement de futurs coûts associés aux réseaux de TQM ou de TCPL. Si les injections cumulées approchent ou dépassent la limite de 4 %, Énergir pourrait devoir négocier de nouvelles modalités d’utilisation du réseau ou souscrire des contrats de transport⁹⁴.

Avant d’engager de tels coûts, Énergir devrait identifier les projets à l’origine du besoin, déterminer les coûts incrémentaux qui leur sont attribuables et proposer une méthode de récupération conforme au principe de causalité. Lorsque le besoin résulte des injections cumulées de plusieurs producteurs, les coûts devraient être répartis entre les producteurs concernés plutôt que socialisés auprès de la clientèle générale.

⁹⁰ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 54, réponse 11.5.2.](#)

⁹¹ [B-0134, Énergir-T, Document 9, pages 54 et 55, réponse 11.5.3.](#)

⁹² [B-0134, Énergir-T, Document 9, pages 54 et 55, réponse 11.5.3.](#)

⁹³ [B-0134, Énergir-T, Document 9, page 56, Tableau Q-11.6.](#)

⁹⁴ [B-0116, Énergir-Q, Document 12, page 5, lignes 16 à 19.](#)

Un suivi des injections cumulées sur le réseau de TQM permettrait à la Régie d’évaluer la situation avant que la limite soit atteinte et avant qu’Énergir ne contracte de nouveaux engagements auprès de TCPL ou de TQM.

Recommandation 11

Dans ce contexte, l’AHQ-ARQ recommande à la Régie :

- **d’approuver le transfert des coûts de branchement de 3,2 M\$ à la composante A du tarif de réception;**
- **d’approuver la suppression de la composante D du tarif de réception;**
- **d’exiger qu’Énergir présente annuellement les injections cumulées sur le réseau de TQM et la marge disponible avant l’atteinte de la limite de 4 %;**
- **d’exiger que tout futur coût incrémental associé aux réseaux de TQM ou de TCPL fasse l’objet d’une autorisation préalable et d’une démonstration de causalité avant d’être socialisé ou intégré au revenu requis.**

6. Conclusion et recommandations

L’AHQ-ARQ demande à la Régie d’accueillir l’ensemble des recommandations formulées dans le présent mémoire et récapitulées ci-dessous :

- 1- L’AHQ-ARQ recommande que, dans le prochain plan d’approvisionnement, Énergir fournisse une prévision annuelle du nombre de clients couvrant toutes les années du plan, ventilée au minimum entre les grandes entreprises, le résidentiel, le commercial et l’institutionnel.
- 2- L’AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander à Énergir de bonifier le suivi annuel de la biénergie déjà produit en application de la décision D-2022-061 afin :
 - a. d’y comparer, séparément pour les marchés résidentiel, commercial et institutionnel, les taux de pénétration, le nombre de clients et les volumes prévus au plan avec les résultats réels;
 - b. d’y concilier les transferts vers l’électricité présentés au plan, les volumes réellement convertis et les volumes utilisés aux fins du calcul de la contribution GES, en précisant les définitions et les méthodes de calcul applicables.
- 3- L’AHQ-ARQ recommande à la Régie :
 - a. de maintenir la méthode actuelle du calcul de la normale climatique pour l’année 2026-2027;
 - b. d’exiger le dépôt annuel des degrés-jours par région, des pondérations régionales et du volume total normalisé;
 - c. d’exiger une comparaison entre les volumes réels et les volumes normalisés;
 - d. de demander une réévaluation méthodologique à chaque dossier tarifaire, ou plus tôt en présence d’un changement climatique ou méthodologique matériel, comprenant une mise à jour des

coefficients de réchauffement, une analyse des pondérations alternatives, une comparaison avec les scénarios SSP alors disponibles ainsi qu’une quantification des impacts sur les volumes normalisés et les tarifs.

4- L’AHQ-ARQ recommande à la Régie d’exiger qu’Énergir applique, à toute future NCOS ou occasion d’acquérir de la capacité de transport primaire, une analyse qui :

- a. établit les besoins selon les scénarios bas, de base et haut, en tenant compte de l’incertitude et, lorsque possible, de leur probabilité;
- b. évalue différents niveaux d’acquisition, dont l’absence d’acquisition et une acquisition partielle;
- c. compare leurs coûts actualisés et leurs risques à ceux des solutions de remplacement, en considérant les conséquences d’une capacité excédentaire ou insuffisante ainsi que les possibilités de revente ou d’optimisation;
- d. soit déposée dans le premier dossier tarifaire suivant la décision, avec les hypothèses, les résultats et les motifs justifiant la participation ou non d’Énergir.

5- L’AHQ-ARQ recommande à la Régie d’autoriser la prolongation des 12 contrats visés par le Term-up et d’exiger qu’Énergir présente, dans les prochains plans d’approvisionnement, les capacités ainsi préservées, leur coût net, les quantités inutilisées ou revendues et les revenus de revente.

6- L’AHQ-ARQ recommande à la Régie d’exiger qu’Énergir :

- a. dépose, avant l’hiver 2026-2027, une confirmation de mise en service et les résultats des essais pertinents de la capacité de vaporisation de l’usine LSR;

- b. présente, si la capacité ne peut être confirmée, un scénario de repli fondé sur la capacité antérieure, en précisant les outils additionnels requis, leur disponibilité et leur coût estimatif;
 - c. présente, dans son rapport annuel, la disponibilité des équipements, le débit maximal soutenu, le nombre de jours d'utilisation et les incidents observés au cours de l'hiver 2026-2027
- 7- L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de préapprouver les modalités proposées d'ententes ponctuelles avec des clients de la catégorie grandes entreprises au service continu pour l'hiver 2026-2027 et de prendre acte de l'évaluation de leur rentabilité, sous réserve qu'Énergir :
 - a. l'informe des ententes conclues et des volumes interruptibles visés;
 - b. évite de comptabiliser les mêmes volumes à la fois comme réduction de la demande et comme outil additionnel;
 - c. présente, au rapport annuel, les résultats obtenus et les coûts comparés à ceux de l'outil évité
- 8- L'AHQ-ARQ recommande à la Régie :
 - a. de retenir provisoirement, pour l'hiver 2026-2027, un volume de 8,7 TJ pour les retraits interdits;
 - b. d'exiger sa mise à jour après tout événement comparable et à la suite de l'approbation de la refonte du service interruptible;
 - c. de ne reconnaître aucune capacité additionnelle liée à cette refonte avant son approbation, sauf sur la base d'une démonstration probante de sa disponibilité et de sa fiabilité.
- 9- L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de prendre acte des caractéristiques recherchées pour le contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1er avril 2027, sous réserve qu'Énergir dépose, à la suite de l'appel d'offres :
 - a. le volume, la durée et le coût du contrat retenu;
 - b. la comparaison économique avec une capacité de $955 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$;

- c. les modalités permettant d’ajuster ou de renouveler le contrat;
- d. les motifs justifiant la durée retenue, compte tenu du prix, de la flexibilité et de l’incertitude entourant les besoins futurs.

10-L’AHQ-ARQ recommande qu’Énergir présente, dans ses rapports annuels, un suivi de la performance du modèle de prévision journalière et de l’utilisation réelle de la capacité de retrait, particulièrement lors des journées de pointe.

11-L’AHQ-ARQ recommande à la Régie :

- a. d’approuver le transfert des coûts de branchement de 3,2 M\$ à la composante A du tarif de réception;
- b. d’approuver la suppression de la composante D du tarif de réception;
- c. d’exiger qu’Énergir présente annuellement les injections cumulées sur le réseau de TQM et la marge disponible avant l’atteinte de la limite de 4 %;
- d. d’exiger que tout futur coût incrémental associé aux réseaux de TQM ou de TCPL fasse l’objet d’une autorisation préalable et d’une démonstration de causalité avant d’être socialisé ou intégré au revenu requis.