

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE L'AHQ-ARQ À ÉNERGIR

Normale climatique

1. **Références :** (i) [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 4, lignes 1 à 24.](#)
(ii) [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 5, lignes 1 à 7, graphique 1 et tableau 1.](#)
(iii) [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 6, lignes 1 à 3, graphique 2 et tableau 2.](#)
(iv) [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 7, ligne 6, à page 8, ligne 6.](#)
(v) [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 10, Tableau 5.](#)
(vi) [B-0015, Énergir-H, Document 7, page 11, ligne 11, à page 12, ligne 13.](#)

Préambule :

- (i) « La normale climatique est calculée selon une moyenne 30 ans des données climatiques suivantes, selon les six (6) régions de la franchise :
- température, en degrés-jour base 13 (DJ);
 - vitesse du vent, en kilomètres-heure par jour (km/h-jour).

Pour chaque année qui compose la moyenne 30 ans, les températures sont réchauffées de la manière suivante :

1. Ouranos a établi un coefficient de réchauffement pour les douze mois de l'année;
2. Énergir utilise ce coefficient pour réchauffer les températures réelles de chaque mois en considérant l'écart entre l'année de la normale climatique à évaluer et l'année de la température réelle. Par exemple, entre 2027 et 1996, il y a 31 années d'écart. Énergir appliquera donc le coefficient d'Ouranos 31 fois pour réchauffer les températures réelles des mois de 1996;
3. Énergir réalise ce réchauffement pour chaque mois des années incluses dans la série de 30 ans.

Une fois toutes les températures réchauffées, la moyenne 30 ans est réalisée afin de produire la normale climatique pour la première année de la Cause

tarifaire. Ainsi, pour la normale climatique 2026-2027, ce sont les données climatiques des années 1996 à 2025 qui ont été utilisées et réchauffées.

La normale climatique est représentée en DJ, par exemple 2 896 DJ pour la normale climatique 2026-2027. Pour la normale climatique des années futures et couvertes par la cause tarifaire (ex. : 2027-2028, 2028-2029 et 2029-2030), Énergir applique la même méthodologie décrite ci haut afin de poursuivre le réchauffement de la normale climatique.

À la prochaine Cause tarifaire, la moyenne 30 ans sera décalée d'un an (années 1997 à 2026 pour l'établissement de la normale climatique 2027-2028). » (Nous soulignons)

- (ii) « Depuis 2017-2018, la normale climatique est passée de 3 025 DJ à 2 896 DJ en 2026-2027. La normale est rapportée selon les 12 mois de l'année (graphique 1). En utilisant une régression exponentielle, cette tendance se traduit par une variation de -0,55 % ou une réduction absolue de -16,3 DJ par année. Cette décroissance correspond à un réchauffement de la normale climatique. Chaque année, en décalant la moyenne 30 ans, et de manière générale, Énergir délaisse une année plus froide, par exemple 1995, au profit d'une année plus chaude, par exemple 2025.

Graphique 1
 Évolution de la normale climatique
 DJ, 2017-2018 à 2026-2027

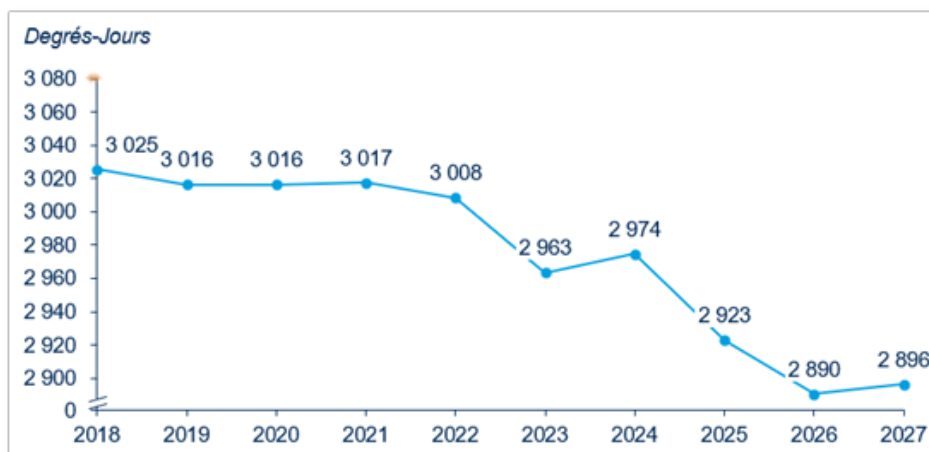


Tableau 1
 Évolution de la normale climatique
 2017-2018 à 2026-2027

	2018 (DJ)	2019 (DJ)	2020 (DJ)	2021 (DJ)	2022 (DJ)	2023 (DJ)	2024 (DJ)	2025 (DJ)	2026 (DJ)	2027 (DJ)
Normale climatique	3 025	3 016	3 016	3 017	3 008	2 963	2 974	2 923	2 890	2 896

»

- (iii) « Une fois la normale climatique établie, l'hiver réel se déroule. Le graphique 2 présente les DJ normaux comparativement aux DJ réels (températures réelles). Les mois d'octobre à mai sont utilisés (8 mois au total), soit les mois où les volumes sont normalisés pour les besoins tarifaires.

Graphique 2
DJ normaux et DJ réels
 DJ, 2017-2018 à 2026-2027

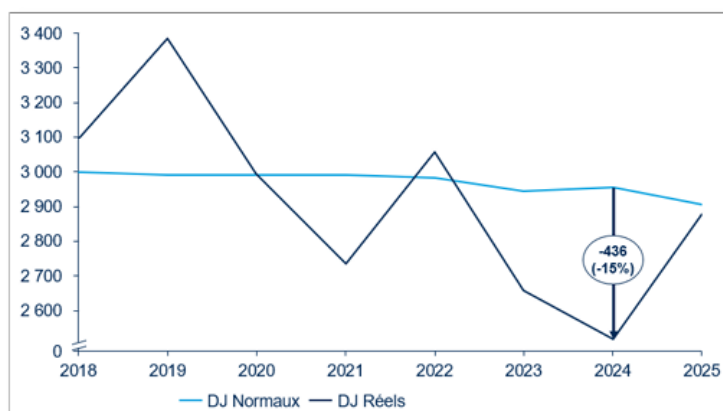


Tableau 2
DJ normaux et DJ réels
 2017-2018 à 2026-2027

	2018 (DJ)	2019 (DJ)	2020 (DJ)	2021 (DJ)	2022 (DJ)	2023 (DJ)	2024 (DJ)	2025 (DJ)	2026 (5-7) (DJ)	Somme (DJ)
DJ normaux	2 998	2 989	2 989	2 990	2 982	2 942	2 954	2 904	2 183	25 930
DJ réels	3 095	3 385	2 993	2 734	3 057	2 658	2 517	2 877	2 440	25 755
Différence (DJ)	97	396	4	-257	76	-284	-436	-27	256	175
Différence (%)	3 %	13 %	0 %	-9 %	3 %	-10 %	-15 %	-1 %	12 %	0,67 %

» (Nous soulignons)

- (iv) « **2.1 CHANGEMENT DE LA PONDÉRATION**

Pour le changement de la pondération, Énergir a divisé la plage de 30 ans en trois segments : années 21 à 30, 11 à 20, 1 à 10. La première pondération testée est la suivante :

Tableau 3
Pondération 1-5-10

	Pondération
21 à 30	1
11 à 20	5
1 à 10	10

Les années 1 à 10, soit les années les plus récentes, ont donc dix (10) fois plus de poids que les années 21 à 30. Énergir a testé cette pondération sur les années 2021 à 2025 et compare le résultat des volumes qui auraient été normalisés avec la méthodologie actuelle. Le graphique 3 présente les résultats.

[...]

Devant ces résultats, il n'est pas possible de conclure qu'une pondération plus importante des années récentes permet de réduire les volumes à normaliser de manière constante. Énergir a testé plusieurs autres pondérations, donnant plus ou moins de poids aux années récentes : les résultats sont similaires. » (Nous soulignons)

(v)

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 %

(vi) « Le scénario SSP2-4.5 est le scénario fréquemment utilisé par différentes institutions québécoises. Ce scénario représente une trajectoire intermédiaire suivant la tendance actuelle de réchauffement; c'est un scénario « milieu de la route ». Ce scénario correspond aux besoins d'Énergir associés au réchauffement de la normale climatique et à l'établissement des tarifs. En effet, Énergir ne cherche pas à comparer la méthodologie actuelle avec un scénario proche des extrêmes, tel le SSP5-8.5.

[...]

Énergir pourrait changer sa méthodologie pour se rapprocher soit de la tendance à long terme du SSP2-4.5 ou du SSP3-7.0. Cependant, Énergir soumet que cette modification apporterait peu de bénéfices.

Le graphique 2 démontre qu'un réchauffement similaire au SSP2-4.5 ou SSP3-7.0 aurait peu d'impact sur les variations tarifaires. Ce sont les aléas climatiques (hivers chauds et hivers froids) qui induisent une forte variation des volumes à normaliser. Le réchauffement de la normale de quelques DJ de plus par année pèse très peu comparativement à un hiver froid comme celui de 2024-2025, où les aléas climatiques ont mené à une différence de 436 DJ.

À la lumière de cette analyse, Énergir soumet que la méthodologie actuelle est préférable. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 1.1 Veuillez déposer, pour les années 2017-2018 à 2026-2027, les données détaillées utilisées pour établir le graphique 1 et le tableau 1 de la référence (ii), en distinguant les résultats par régions de la franchise (référence (i)).
 - 1.1.1 Veuillez également expliquer comment les résultats régionaux sont agrégés afin d'établir la normale climatique de la franchise et indiquer si l'évolution observée est uniforme entre les six régions.
- 1.2 Veuillez déposer le détail, tel qu'énoncé à la référence (i), du calcul de la normale climatique 2026-2027 de 2 896 degrés-jour (« DJ »), incluant :
 - a) les données climatiques historiques utilisées;
 - b) les coefficients de réchauffement d'Ouranos appliqués par mois;
 - c) l'effet du réchauffement appliqué à chaque année de la série de 30 ans;
 - d) les résultats par région;
 - e) la pondération des régions dans le calcul de la normale climatique de la franchise.
- 1.3 Veuillez clarifier si les DJ réels de la référence (v) sont des volumes normalisés.
- 1.4 Veuillez déposer les résultats détaillés de toutes les pondérations alternatives testées par Énergir tel qu'énoncé à la référence (iv). Veuillez présenter pour chacune :
 - a) les segments utilisés;
 - b) la pondération appliquée à ces segments;
 - c) la normale climatique obtenue;
 - d) les volumes à normaliser pour chacune des années testées;
 - e) l'écart avec la méthodologie actuelle;
 - f) l'impact tarifaire estimé.
- 1.5 Veuillez expliquer pourquoi Énergir limite son test de pondération aux années 2021 à 2025, tel qu'énoncé à la référence (iv).
 - 1.5.1 Veuillez indiquer si les résultats seraient différents si l'exercice était effectué sur une période plus longue, par exemple depuis 2017-2018.
- 1.6 Tel qu'énoncé à la référence (vi), veuillez expliquer pourquoi Énergir considère que le scénario SSP2-4.5 correspond davantage aux besoins d'Énergir associés au réchauffement de la normale climatique et à l'établissement des tarifs, alors

que le tableau 5 de la référence (v) indique que le scénario SSP1-2.6 serait le plus proche de la méthodologie actuelle.

- 1.7 Veuillez expliquer comment Énergir conclut qu'un ajustement de la méthodologie actuelle aurait peu de bénéfices, tel qu'énoncé à la référence (vi), en quantifiant les bénéfices ou impacts tarifaires estimés des différentes options analysées.
- 1.8 Veuillez préciser si Énergir entend refaire périodiquement l'analyse de la normale climatique, de la pondération des années récentes et des scénarios climatiques. Dans l'affirmative, veuillez préciser la fréquence proposée et les critères pouvant justifier une modification future de la méthodologie.

Projet de règlement GSR

2. **Références :** (i) [B-0038, Énergir-H, Document 6, page 3, Tableau.](#)
- (ii) [B-0115, Énergir-G, Document 4, page 5, ligne 5, à page 7, ligne 6.](#)
- (iii) [B-0115, Énergir-G, Document 4, page 10, tableau 2, et page 11, tableau 3.](#)
- (iv) [B-0008, Énergir-H, Document 2, page 47, tableau 27.](#)
- (v) [B-0115, Énergir-G, Document 4, page 8, lignes 11 à 14.](#)
- (vi) [R-4320-2025, B-0084, Énergir-1, Document 2, page 18, lignes 13 à 21.](#)

Préambule :

(i)

CALCUL DE L'OBLIGATION RÉGLEMENTAIRE DE GSR - 2026-2027 À 2029-2030

Année	Volume 2026-2027 ¹ (10 ⁶ m ³)	Année	Volume 2027-2028 ¹ (10 ⁶ m ³)	Année	Volume 2028-2029 ¹ (10 ⁶ m ³)	Année	Volume 2029-2030 ¹ (10 ⁶ m ³)
1 2023-2024 (LRA3)	6 185 050	2024-2025 (LRA3)	6 151 207	2025-2026 (LRA3)	6 076 900	2026-2027 (LRA3)	6 099 336
2 2024-2025 (LRA2)	6 151 207	2025-2026 (LRA2)	6 076 900	2026-2027 (LRA2)	6 099 336	2027-2028 (LRA2)	6 075 336
3 2025-2026 (LPA1)	5 986 921	2026-2027 (LPA1)	6 099 336	2027-2028 (LPA1)	6 075 336	2028-2029 (LPA1)	6 065 053
4 Volume moyen 3 ans	6 107 726	Volume moyen 3 ans	6 109 148	Volume moyen 3 ans	6 083 857	Volume moyen 3 ans	6 079 908
5 GSR à livrer	305 386		305 457		425 870		425 594

¹ Les volumes utilisés pour les années 2023-2024 et 2024-2025 sont ceux rapportés aux rapports annuels (R-4388-2024, pièce B-0156, Énergir-9, Document 1 et R-4328-2025, pièce B-0046, Énergir-9, Document 1). Les volumes utilisés pour l'année 2025-2026 pour l'obligation de l'année 2026-2027 sont ceux rapportés à la Cause tarifaire 2025-2026 (R-4287-2024, pièce B-0126, Énergir-N, Document 5), alors que pour l'obligation des années 2027-2028 et 2028-2029, ce sont ceux du 4-8 (pièce Énergir-H, Document 2, tableaux 15 et 16). Pour les années 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029, les volumes utilisés sont ceux présentés à l'annexe 6 de la pièce Énergir-H, Document 3. À noter que ces volumes excluent les volumes du tarif de réception.

- (ii) « À chaque cause tarifaire, Énergir présente, à la pièce Énergir-H, Document 6 (page 3), un tableau détaillant les seuils réglementaires de distribution de GSR à atteindre pour les quatre années du plan d'approvisionnement en lien avec le Règlement concernant le GSR. Les changements apportés par le Projet de règlement modifieront cette pièce.

Présentement, selon le Règlement en vigueur, le seuil réglementaire à atteindre par le distributeur est déterminé à partir d'une moyenne des volumes de distribution des trois dernières années financières :

- Volume réel total distribué au cours de la troisième année tarifaire précédant l'année en cours;
- Volume réel total distribué au cours de la deuxième année tarifaire précédant l'année en cours;
- Volume prévisionnel total de l'année précédant l'année en cours.

Le seuil réglementaire à atteindre en matière de distribution de GSR est donc connu en début d'année et n'est pas modifié par la suite selon les résultats réels constatés dans le cadre du rapport annuel.

Le Projet de règlement apporte une modification à cette approche : le seuil de distribution de GSR global à atteindre serait désormais établi en fin d'année à partir du volume distribué au cours de l'année financière.

Ainsi, au moment de la cause tarifaire, le seuil de GSR global serait estimé sur la base des volumes prévisionnels plutôt qu'à partir d'une moyenne historique. Par la suite, dans le cadre du rapport annuel, le seuil final à atteindre serait réévalué à partir des données réelles, ce qui aurait un effet sur les volumes de GSR exigibles à considérer dans le calcul des unités invendues de GSR. Cette réévaluation de volume entraînerait une légère révision à la hausse ou à la baisse des prévisions effectuées par Énergir lors de la cause tarifaire.

Toutes autres choses étant égales par ailleurs, cette modification aurait un effet sur le coût de socialisation à récupérer par le tarif des frais de socialisation [Note de bas de page 4]. L'écart ainsi constaté sous forme de trop-perçu ou de manque à gagner (TP/MAG) devrait alors faire l'objet d'un traitement dans un compte d'écarts réglementaires (CER). Pour des fins de simplification, Énergir propose d'ajouter cet écart au CER de TP/MAG de la composante prévisionnelle du tarif de socialisation. En effet, puisque la variation du volume exigible affecterait les unités invendues de GSR, il serait approprié que l'effet de cette modification soit assumé par les clients assujettis à la composante 1 des frais de socialisation.

Afin d'illustrer l'impact de cette modification méthodologique, le tableau ci-dessous reprend le tableau présenté à la pièce Prévion d'approvisionnement et de distribution de GSR – 2027-20305, ajusté de manière à refléter les effets du Projet de règlement [Note de bas de page omise]. »

Tableau 1

Calcul des obligations réglementaires de GSR – 2026-2027 à 2029-2030

	Cause 2026-2027			Cause 2027-2028			Cause 2028-2029			Cause 2029-2030		
	Volumes distribués (m ³)	Seuils réglementaires (%)	(m ³)	Volumes distribués (m ³)	Seuils réglementaires (%)	(m ³)	Volumes distribués (m ³)	Seuils réglementaires (%)	(m ³)	Volumes distribués (m ³)	Seuils réglementaires (%)	(m ³)
1 Volumes totaux distribués	6 099 219 181	5%	304 960 959	6 075 005 760	5%	303 750 288	6 065 023 228	7%	*****	5 988 258 470	7%	419 178 093
2 Raccordements existants, 0 à 5 000 m ³ /an	217 280 644	5%	10 864 032	211 703 669	5%	10 585 183	204 946 482	7%	14 346 254	198 485 557	7%	13 893 989
3 Raccordements existants, 5 000 m ³ /an et plus	1 989 065 945	5%	99 453 297	1 936 457 942	5%	96 822 897	1 861 988 129	9%	*****	1 785 551 594	9%	160 699 643
4 Nouveaux raccordements	4 574 000	100%	4 574 000	24 266 613	100%	24 266 613	46 404 725	100%	46 404 725	68 948 932	100%	68 948 932
5 Industriel et agricole	3 888 298 592	0%	-	3 902 577 536	0%	-	3 951 683 892	0%	-	3 935 272 386	0%	-

[Note de bas de page 4] : Énergir pose ici l'hypothèse que la Régie approuve la nouvelle méthodologie d'établissement des frais de socialisation basée sur une prévision (voir dossier R-4320-2025, pièce B-0084, Énergir-1, Document 2).

Énergir tient toutefois à souligner que les informations présentées au tableau 1 pourraient évoluer légèrement dans les prochaines semaines. En effet, les différentes catégories mentionnées dans le Projet de règlement (clients industriels et agricoles, clients qui consomment moins de 5 000 m³/an, clients qui consomment 5 000 m³/an et plus et nouveaux clients ne correspondent pas aux catégories actuellement utilisées à des fins tarifaires. Des précisions

pourraient être amenées aux prévisions de volumes associés à ces clients. »
(Nous soulignons)

(iii)

Tableau 2

PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GSR - 2027 À 2030

Règlement	2026-2027		2027-2028		2028-2029		2029-2030	
	Volumes (10 ⁶ m ³)		Volumes (10 ⁶ m ³)		Volumes (10 ⁶ m ³)		Volumes (10 ⁶ m ³)	
Seuil global	304 961		303 750		424 552		419 178	
Seuil raccordements existants, 0 à 5 000 m ³ /an	10 864		10 585		14 346		13 894	
Seuil raccordements existants, 5 000 m ³ /an et plus	99 453		96 823		167 579		160 700	
Seuil nouveaux raccordements	4 574		24 267		46 405		68 949	
Approvisionnement¹	Nb de contrats	Volumes (10⁶ m³)	Nb de contrats	Volumes (10⁶ m³)	Nb de contrats	Volumes (10⁶ m³)	Nb de contrats	Volumes (10⁶ m³)
Achat direct territoire	1	2 000	1	3 000	1	3 000	1	3 000
Achat direct hors territoire	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz de réseau GSR en territoire approuvé ²	16	57 493	16	62 655	16	100 305	16	103 830
Gaz de réseau GSR en territoire non approuvé ³	3	-	6	-	9	-	12	-
Gaz de réseau GSR hors territoire approuvé ²	14	304 049	14	321 290	14	349 044	14	350 500
Gaz de réseau GSR hors territoire non approuvé ³	2	-	4	-	6	-	8	-
Total volumes	36	363 542	41	386 946	46	452 349	51	457 330
Coûts des contrats approuvés	Nb de contrats	Coûts	Nb de contrats	Coûts	Nb de contrats	Coûts	Nb de contrats	Coûts
Prix moyen (¢/m ³)	-	96,95	-	100,31	-	102,97	-	105,50
Coûts (000 \$)	30	350 525	30	385 152	30	462 700	30	479 308
Achat de GSR obligatoire	Nb de clients	Volumes (10⁶ m³)	Nb de clients	Volumes (10⁶ m³)	Nb de clients	Volumes (10⁶ m³)	Nb de clients	Volumes (10⁶ m³)
Raccordements existants, 0 à 5 000 m ³ /an ⁴	xx	10 864	xx	10 585	xx	14 346	xx	13 894
Raccordements existants, 5 000 m ³ /an et plus ⁴	xx	99 453	xx	96 823	xx	167 579	xx	160 700
Nouveaux raccordements ⁵	xx	4 574	xx	24 267	xx	46 405	xx	68 949
Total volumes obligatoire	xx	114 892	xx	131 675	xx	228 330	xx	243 543
Total volumes obligatoires inventés (L.2 + L.3 + L.4 - L.17 - L.18 - L.19)	-	-	-	-	-	-	-	-
Achat de GSR volontaire	Nb de clients	Volumes (10⁶ m³)	Nb de clients	Volumes (10⁶ m³)	Nb de clients	Volumes (10⁶ m³)	Nb de clients	Volumes (10⁶ m³)
Achat direct territoire	1	2 000	1	3 000	1	3 000	1	3 000
Achat direct hors territoire	-	-	-	-	-	-	-	-
Volumes cédés	-	-	-	-	-	-	-	-
Achat volontaire de GSR hors règlement ⁶	xx	9 333	xx	8 216	xx	46 713	xx	45 812
Autoconsommation de GSR par Énergir	65	4 865	53	5 200	53	5 600	53	6 100
Total volumes vendus hors règlement GSR	66	16 199	54	16 416	54	54 313	54	54 912
Volume vendu - Volume exigible global		(173 871)		(155 659)		(141 909)		(120 723)

¹ Les achats directs en territoire sont inclus à la ligne 14, les achats de gaz de réseau GSR en territoire sont inclus à la ligne 18 et les achats de gaz de réseau GSR hors territoire sont inclus à la ligne 20 de l'annexe 6 de la pièce Énergir-H, Document 1.

² Contrats d'achats respectant les caractéristiques approuvées par la Régie dans la décision D-202-4-113.

³ Contrats d'achats non signés. Certains de ces contrats nécessiteront une approbation spécifique de la Régie.

⁴ Volume de GSR obligatoire acheté selon les seuils prévus au Règlement.

⁵ Volume de GSR obligatoire acheté selon les seuils prévus au Règlement, cumulatifs.

⁶ Volume de GSR acheté au-delà du seuil réglementaire pour les secteurs assujettis au Règlement et tous les volumes de GSR volontaire achetés par les secteurs industriels et agricoles.

Tableau 3

Mise à jour de l'état de l'achat volontaire hors règlement - Sommaire

Segments		Volumes (Mm ³)				
		4/8	Prévisions			
		2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
1	Résidentiel	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6
2	Achat volontaire hors règlement	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
3	Commercial					
4	Institutionnel	1,6	0,9	0,6	0,6	0,5
5	Industriel et agricole	7,0	6,7	5,7	43,2	43,1
Total prévision volumes GSR		10,38	9,33	8,22	45,71	45,81
Type de client		Nombre de clients (points de mesure)				
		4/8	Prévisions			
		2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
6	Résidentiel	xx	xx	xx	xx	xx
7	Achat volontaire hors règlement	xx	xx	xx	xx	xx
8	Commercial					
9	Institutionnel	xx	xx	xx	xx	xx
10	Industriel et agricole	xx	xx	xx	xx	xx
Total prévision nombre de clients GSR		xx	xx	xx	xx	xx

(iv)

Tableau 27
Prévision - Demande volontaire de GSR
Cause tarifaire 2027-2030

Segments		Volumes (Mm ²)				
		4/8	Prévisions			
			2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
PMD-existant	Residentiel	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8
	Commercial	6,5	6,5	6,6	6,7	6,8
	Institutionnel	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3
	Industriel	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9
	Sous-total	10,9	10,9	11,2	11,4	11,7
		40%	35%	33%	15%	15%
GE-existant	Residentiel	-	-	-	-	-
	Commercial	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5
	Institutionnel	1,6	1,0	0,6	0,6	0,6
	Industriel	7,0	6,7	5,7	43,2	43,1
	Sous-total	9,3	8,3	7,0	44,4	44,3
		35%	27%	21%	60%	57%
Nouveaux branchements 100% renouvelables - Grands bâtiments Montréal	PMD	1,8	4,6	7,3	9,8	12,1
	GE	-	-	-	-	-
	Sous-total	1,8	4,6	7,3	9,8	12,1
		7%	15%	22%	13%	16%
Achat direct de GSR	Sous-total	0,0	2,0	3,0	3,0	3,0
		0%	7%	9%	4%	4%
Autoconsommation d'Énergir	Sous-total	5,0	4,9	5,2	5,6	6,1
		18%	16%	15%	8%	8%
Total prévision volumes GSR		27,04	30,69	33,71	74,14	77,16

(v) « De plus, comme ces clients atteindraient ou dépasseraient le seuil réglementaire du distributeur, comme présenté à l'annexe 2, ils n'auraient pas à assumer la composante prévisionnelle des frais de socialisation liés aux volumes invendus de GSR puisqu'ils contribueraient globalement de façon plus importante à la réduction des volumes invendus. » (Nous soulignons)

(vi) « **3 COMPOSANTES DES FRAIS DE SOCIALISATION**

Comme présenté à la section 2.1, Énergir recommande l'adoption d'une méthode prévisionnelle pour déterminer les frais de socialisation débutant à la CT 2026-2027. Cette approche vise à améliorer l'équité intergénérationnelle et à limiter l'impact tarifaire annuel pour les clients.

Chaque composante des frais de socialisation, décrite ci-dessous, a un objectif précis et s'applique à un type de clientèle bien défini.

3.1 COMPOSANTE 1 : FRAIS DE SOCIALISATION PRÉVISIONNELS

La composante 1 correspond essentiellement aux frais de socialisation actuellement autorisés, c'est-à-dire qu'ils découlent du coût des unités invendues de GSR nécessaires pour respecter le seuil réglementaire. Actuellement, ce coût est réparti sur l'ensemble des volumes pour les clients dont l'achat de GSR est inférieur au seuil. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 2.1 Veuillez déposer les données manquantes en « ##### » du tableau 1 de la référence (ii) à la colonne « Cause 2028-2029 ».
- 2.2 Veuillez expliquer comment les ajustements découlant de la référence (ii) se répercutent sur les données présentées à la référence (iii), notamment sur :
- a) les volumes d'achat obligatoire;
 - b) les volumes d'achat volontaire hors règlement;
 - c) les volumes vendus hors règlement;
 - d) les inventaires de GSR;
 - e) les volumes dont le surcoût est alloué aux frais de socialisation;
 - f) les volumes dont le surcoût est alloué au tarif GSR.
- 2.3 Veuillez préciser si les données présentées aux références (ii) et (iii) remplacent les données présentées à la référence (i), ou si elles constituent seulement un scénario illustratif conditionnel à l'adoption du projet de règlement.
- 2.4 Veuillez clarifier comment et à quel moment la preuve pourrait être mise à jour dans une situation où la Régie n'approuve pas, en totalité ou en partie, la nouvelle méthodologie d'établissement des frais de socialisation basée sur une prévision, tel qu'Énergir en fait l'hypothèse à la note de bas de page 4 de la référence (ii).
- 2.5 Veuillez expliquer la méthode utilisée pour convertir les catégories tarifaires actuelles en catégories réglementaires proposées au tableau 3 de la référence (iii).
- 2.6 Veuillez concilier les valeurs d'achat volontaire entre le tableau 27 de la référence (iv) avec les volumes d'« *achat volontaire hors règlement* » présentés au tableau 3 de la référence (iii). Veuillez notamment déposer un tableau de passage, par année et par catégorie de clientèle, indiquant :
- a) les volumes d'achat volontaire présentés à la référence (iv);
 - b) les volumes désormais considérés comme des achats obligatoires en vertu du Projet de règlement;
 - c) les volumes associés aux nouveaux raccordements visés par une obligation de GSR équivalente à 100 % de leur consommation;
 - d) les volumes demeurant qualifiés d'achats volontaires hors règlement;
 - e) les écarts entre les deux tableaux et les explications correspondantes.
- 2.6.1 Veuillez préciser ce qu'Énergir entend désormais par « *achat volontaire hors règlement* » dans l'éventualité où le Projet de règlement serait adopté. Veuillez notamment distinguer :
- a) les clients assujettis à une obligation réglementaire minimale;

- b) les clients qui achètent du GSR au-delà du seuil réglementaire applicable;
- c) les clients industriels et agricoles;
- d) les clients en achat direct;
- e) les nouveaux raccordements visés par une obligation de GSR équivalente à 100 % de leur consommation.

2.6.2 Veuillez confirmer que les volumes correspondant au seuil réglementaire minimal applicable, soit notamment 5 % à compter du 1er octobre 2026 pour certaines catégories de clients, ne sont pas considérés comme des volumes volontaires hors règlement.

2.6.3 Veuillez confirmer si, lorsqu'un client assujetti au Projet de règlement choisit un pourcentage de GSR supérieur au seuil réglementaire applicable, seule la portion excédant ce seuil est considérée comme un achat volontaire hors règlement.

2.6.4 Veuillez expliquer comment Énergir traitera, aux fins du tarif GSR, des frais de socialisation et du suivi des inventaires, les volumes correspondants :

- a) au seuil réglementaire minimal;
- b) à la portion excédentaire volontaire;
- c) aux volumes des clients industriels et agricoles;
- d) aux volumes des clients en achat direct;
- e) aux volumes des nouveaux raccordements assujettis à une obligation de 100 % GSR.

2.6.5 Veuillez préciser si l'adoption du Projet de règlement aurait pour effet de modifier la définition, le suivi ou la présentation de la « *demande volontaire de GSR* » dans les prochains dossiers tarifaires et rapports annuels. Dans l'affirmative, veuillez indiquer les changements proposés.

2.7 Veuillez clarifier quelles catégories de clients seraient assujetties aux frais de socialisation du GSR selon la référence (vi) du dossier R-4320-2025 dans l'éventualité où le Projet de règlement serait adopté.

2.7.1 Veuillez déposer un exemple chiffré illustrant, pour une année donnée de l'horizon 2026-2027 à 2029-2030, les seuils minimaux ainsi que la socialisation obtenue pour chaque catégorie de clientèle et de raccordement. En d'autres mots, veuillez illustrer la différence entre le seuil réglementaire global et la somme individuelle des seuils par catégories du tableau 1 de la référence (ii), en tenant compte des autres achats volontaires.

Contexte et stratégie d'approvisionnement

3. **Références :** (i) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 19, tableau 2.](#)
(ii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 6, page 1 \(PDF 55\).](#)
(iii) [B-0040, Énergir-H, Document 9.](#)
(iv) [B-0041, Énergir-H, Document 10.](#)

Préambule :

(i)

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

- (ii) PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030.
- (iii) SUIVI DE LA DÉCISION D-2026-011.
- (iv) DEMANDE DE PRÉAPPROBATION DES MODALITÉS DES ENTENTES AVEC DES CLIENTS GRANDE ENTREPRISE DU SERVICE CONTINU EN JOURNÉE DE FINE POINTE.

Demandses :

- 3.1 Veuillez concilier, pour chacune des années 2026-2027 à 2029-2030, les déficits d'outils d'approvisionnement présentés au tableau 2 de la référence (i) avec les données présentées à l'annexe 6 de la référence (ii) qui semblent montrer des données différentes pour certaines années à la ligne 52.
- 3.2 Veuillez déposer, pour chacune des années 2026-2027 à 2029-2030, un tableau de passage conciliant les déficits d'outils d'approvisionnement présentés au tableau 2 de la référence (i) avec les données présentées aux lignes 47, 50, 52, 54 et 56 de l'annexe 6 de la référence (ii).
- 3.3 Veuillez expliquer comment les suivis déposés à la pièce B-0040 (référence (iii)) sont pris en compte dans l'évaluation des besoins en journée de pointe, des

besoins en hiver extrême et des outils requis pour combler les déficits identifiés à la référence (i).

- 3.4 Veuillez expliquer comment les ententes visées à la pièce B-0041 (référence (iv)) sont prises en compte dans les outils d'approvisionnement présentés à la référence (ii), notamment en ce qui concerne les volumes, les coûts, les hypothèses de disponibilité et les risques de non-réalisation.

4. **Références :** (i) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 8, lignes 5 à 12.](#)
(ii) [R-4287-2024, B-0184, Énergir-T, Document 4, page 14, réponse 9.1.](#)

Préambule :

- (i) « *Il est à noter que la refonte du service interruptible [Note de bas de page 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. Dans l'intervalle, pour établir le plan d'approvisionnement 2027-2030, aucun service interruptible découlant de la refonte n'a été utilisé sur l'horizon du plan.*

[Note de bas de page 4] Prévu initialement au dossier R-3867-2013, phase 4. » (Nous soulignons)

- (ii) « *Energir 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. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 4.1 Veuillez préciser l'échéancier prévu pour la refonte du service interruptible, jusqu'à la première année tarifaire pour laquelle Énergir prévoit pouvoir tenir compte du nouveau service interruptible dans son plan d'approvisionnement.
- 4.2 Veuillez expliquer pourquoi aucun service interruptible découlant de la refonte n'a été utilisé sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030, malgré le déficit d'outils d'approvisionnement présenté au présent dossier.
- 4.3 Veuillez indiquer si Énergir a évalué, même de façon préliminaire, l'impact potentiel de la refonte du service interruptible sur les besoins d'approvisionnement.
- 4.3.1 Dans l'affirmative, veuillez déposer cette évaluation. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi une telle évaluation n'a pas été effectuée.
- 4.4 Veuillez préciser si Énergir prévoit mettre à jour le plan d'approvisionnement 2027-2030 à la suite du dépôt, prévu à l'été 2026 selon la référence (ii), ou de l'approbation éventuelle de la refonte du service interruptible. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi une telle mise à jour ne serait pas requise.

5. **Références :** (i) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 11, lignes 9 à 18.](#)
- (ii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 12, lignes 16 à 23.](#)
- (iii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 21, ligne 18, à page 22, ligne 8.](#)
- (iv) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 3, page 1 \(PDF 39\).](#)
- (v) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 22, tableau 4.](#)

Préambule :

- (i) « *Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des injections et des retraits en cours de journée sur la période de l'hiver, avec une dernière fenêtre de nominations – trois heures avant la fin de la journée gazière – qui peut être utilisée sous certaines conditions. De plus, ce site peut être cyclé lorsque des capacités de transport sont disponibles à cette fin. Ainsi, le gaz peut être retiré et réinjecté par la suite, permettant de maintenir un débit élevé de retrait et offrant, sur la période de l'hiver, un volume total de gaz supérieur à la capacité physique du site. Il est généralement le dernier outil utilisé, en partie ou en totalité, avant l'interruption de la clientèle au service interruptible. Cependant, comme mentionné précédemment, il pourrait être utilisé davantage que le site d'entreposage de Saint-Flavien lors de périodes de froid en début d'hiver, soit en novembre et en décembre.» (Nous soulignons)*
- (ii) « *Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2027-2030 en supposant ce qui suit :*
- *Le plein potentiel de l'usine LSR étant atteint, la capacité est utilisée au plan d'approvisionnement. Le bon fonctionnement et la fiabilité des nouveaux équipements de l'usine LSR au cours du dernier hiver permettent à Énergir d'être confiante par rapport aux capacités de vaporisation;*
 - *La hausse des capacités de retrait du site de Pointe-du-Lac à partir de l'hiver 2027-2028 provenant du projet d'optimisation de ce site d'entreposage;*
 - *Le maintien de l'ensemble de ses autres capacités d'entreposage. »* (Nous soulignons)
- (iii) « *Par ailleurs, lors de la Cause tarifaire 2019-2020, Énergir a informé la Régie qu'elle avait révisé à la baisse la capacité de vaporisation garantie quotidienne de l'usine LSR, en tenant compte de la philosophie de redondance dite « N+1 ». Énergir a alors expliqué qu'elle contracterait un outil d'approvisionnement de pointe afin de pallier cette réduction de capacité ferme. En février 2022, la Régie a approuvé le projet de remplacement des équipements de regazéification de l'usine LSR qui permettra, à terme, de combler de façon permanente le manque à gagner de capacité garantie quotidienne après*

l'application de la redondance à l'usine LSR. Puisque le projet doit se terminer en octobre 2026, Énergir considère la pleine capacité de 6 017 10³m³ de vaporisation de l'usine LSR sur la durée du plan d'approvisionnement comparativement à la capacité de 5 146 10³m³ utilisée lors de la Cause tarifaire 2025-2026. » (Notes de bas de page omises. Nous soulignons)

(iv)

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
Entreposage

Fournisseur	Contrat	Échéance	Capacité (10 ³ m ³)	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale de retrait (10 ³ m ³ /jour)	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale d'injection (10 ³ m ³ /jour)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Enbridge Gas	LST 176	2032-03-31	99 600		1 200		1 490
	LST 184	2035-03-31	111 500		1 338		1 672
	LST 186	2027-03-31	89 600		1 075		1 344
	ASN 008	n/a	Note 1	0			
		Total		300 700	> 75 175 < 75 175	3 613 2 406	> 225 544 < 225 544
Intraqaz Pdl *		2033-04-30	37 600	[entre ; et] [33 800 ; 37 600]	2 000	[entre ; et] [0 ; 14 400]	3 000
				[30 000 ; 33 800]	1 800	[14 400 ; 22 600]	1 800
				[26 200 ; 30 000]	1 600	[22 600 ; 26 300]	1 500
				[24 350 ; 26 200]	1 450	[26 300 ; 30 000]	1 200
				[22 500 ; 24 350]	1 300	[30 000 ; 33 000]	800
				[20 650 ; 22 500]	1 150	[33 000 ; 35 500]	500
				[18 800 ; 20 650]	1 000	[35 500 ; 37 600]	150
				[13 150 ; 18 800]	800		
			[6 000 ; 13 150]	500			
			[0 ; 6 000]	200			
Intraqaz Saint-Flavien *		2033-04-30	130 000	[entre ; et] [70 500 ; 130 000]	2 400	[entre ; et] [0 ; 303 120]	22 734
				[57 500 ; 70 000]	2 200	[303 120 ; 568 350]	34 101
				[37 500 ; 57 500]	2 000	[568 350 ; 1 136 700]	45 468
				[30 000 ; 37 500]	1 600	[1 136 700 ; 1 420 675]	60 624
				[15 000 ; 30 000]	1 200	[1 420 675 ; 2 178 675]	75 780
				[8 000 ; 15 000]	900	[2 178 675 ; 2 652 300]	83 358
				[0 ; 8 000]	600	[2 652 300 ; 4 925 700]	90 936
LSR *	Capacité totale		59 400	n/a	5 806	Liquéfaction brute	330
	Capacité utile		58 600		en vaporisation	Liquéfaction nette	297
	Activité réglementée		53 600				
	Client GM GNL		5 000				

* Pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³.

Note 1 : Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat « Aggregated Storage Nomination Agreement - ASN ».

(v)

Tableau 4

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (Empress-Energir)	0
Achats dans le territoire – GSR	74
Transport fourni par les clients	128
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
FTSH (Iroquois-Energir)	711
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 777
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	2 000
Saint-Flavien	2 400
Usine LSR (vaporisation)	6 017
Interruption de liquéfaction GM GNL	400
Sous-total approvisionnements	35 647
Service de pointe pour combler le déficit	748
Achat de transport	1 056
Total approvisionnements	37 451

Demandses :

- 5.1 Veuillez déposer les éléments techniques, essais de performance, rapports de mise en service ou autres données opérationnelles permettant de conclure que le plein potentiel de l'usine LSR est atteint et que la pleine capacité de 6 017 10³m³ peut être utilisée de façon fiable sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030, tel qu'énoncé aux références (ii) et (iii).
- 5.2 En lien avec la référence (ii), veuillez préciser ce qu'Énergir entend par le « *bon fonctionnement et la fiabilité des nouveaux équipements de l'usine LSR au cours du dernier hiver* », notamment :
 - a) la période visée;
 - b) les équipements visés;
 - c) les capacités de vaporisation effectivement atteintes;
 - d) le nombre d'heures ou de journées d'utilisation pertinentes;
 - e) les incidents, limitations ou indisponibilités observés, le cas échéant.
- 5.3 Veuillez concilier les capacités de vaporisation de l'usine LSR de 6 017 10³m³/jour et de 5 806 10³m³/jour présentées aux références (iii) et (iv) respectivement.
- 5.4 Veuillez expliquer l'impact sur le déficit d'outils d'approvisionnement si l'usine LSR ne pouvait pas fournir la capacité de 6 017 10³m³/jour retenue au plan

d'approvisionnement, notamment si la capacité disponible devait plutôt demeurer à $5\,146\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, soit la capacité utilisée lors de la Cause tarifaire 2025-2026.

5.4.1 Veuillez quantifier, dans un tel scénario, l'impact sur :

- a) les volumes d'outils additionnels à contracter;
- b) le recours au service de pointe;
- c) le recours au marché secondaire;
- d) les coûts d'approvisionnement;
- e) les impacts tarifaires;
- f) le risque résiduel pour la sécurité d'approvisionnement.

5.5 Veuillez préciser si la capacité de $6\,017\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ peut être utilisée simultanément avec l'outil d'interruption de liquéfaction de GM GNL présenté au tableau 4 de la référence (v), sans contrainte opérationnelle ou d'inventaire. Dans la négative, veuillez préciser les contraintes applicables et leur impact sur les outils d'approvisionnement disponibles en pointe.

5.6 Veuillez indiquer si Énergir prévoit déposer un suivi spécifique sur la disponibilité réelle, la fiabilité et l'utilisation de la capacité de vaporisation de l'usine LSR au cours de l'hiver 2026-2027. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi un tel suivi ne serait pas requis.

Analyse probabiliste et scénarios de sensibilité des besoins d'approvisionnement

6. **Références :** (i) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 26, lignes 11 à 14.](#)
(ii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 28, lignes 11 à 16.](#)
(iii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 7, page 1 \(PDF 56\).](#)
(iv) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 8, page 1 \(PDF 57\).](#)
(v) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 9, page 1 \(PDF 58\).](#)

Préambule :

- (i) « Dans le contexte de marché actuel, Énergir présentera les outils achetés au rapport annuel avec la justification sur les choix effectués, s'il y a lieu. Selon les offres indicatives reçues, Énergir estime que le coût additionnel des outils sera d'environ 31 M\$ dans un scénario d'hiver normal. » (Nous soulignons)
- (ii) « **3.2.4 Impact de la température**
Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Énergir utilise une approche probabiliste pour établir des scénarios chaud et froid. Les scénarios chaud et froid utilisés se retrouvent à environ un écart-type du scénario normal en fonction de leur impact sur les outils d'entreposage en franchise. » (Nous soulignons)
- (iii) PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030 IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE.
- (iv) PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030 SCÉNARIO HAUT.
- (v) PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030 SCÉNARIO BAS.

Demandes :

- 6.1 Veuillez expliquer comment les résultats de l'annexe 7 de la référence (iii) sont utilisés dans l'établissement de la stratégie d'approvisionnement, notamment en ce qui concerne :
- a) les volumes d'outils additionnels à contracter;
 - b) le recours au service de pointe;
 - c) le recours au marché secondaire;
 - d) l'achat ou la vente de transport a priori;
 - e) l'évaluation du risque de ne pas pouvoir combler les déficits d'outils;
 - f) l'estimation des coûts d'approvisionnement additionnels.

- 6.1.1 Veuillez déposer l'estimation des coûts additionnels des outils requis selon les scénarios chaud et froid présentés à l'annexe 7 de la référence (iii), en les comparant au coût additionnel d'environ 31 M\$ estimé pour un scénario d'hiver normal de la référence (i). Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi une telle estimation n'a pas été effectuée.
- 6.2 Veuillez compléter, pour les scénarios présentés aux annexes 7, 8 et 9 (références (iii), (iv) et (v)), l'analyse des impacts sur les coûts d'approvisionnement et les impacts tarifaires, notamment en lien avec :
- a) la provision additionnelle avant achat/vente;
 - b) les achats ou ventes de transport a priori;
 - c) le recours au service de pointe;
 - d) le recours au marché secondaire;
 - e) les interruptions prévues;
 - f) le risque résiduel pour la sécurité d'approvisionnement.
- 6.3 Veuillez indiquer si Énergir a évalué la probabilité de réalisation des scénarios chaud, froid, haut et bas présentés aux annexes 7, 8 et 9 (références (iii), (iv) et (v)) et, le cas échéant, déposer cette évaluation. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi une telle probabilité n'a pas été estimée.
- 6.3.1 Veuillez également expliquer comment Énergir tient compte de ces scénarios dans l'établissement de sa stratégie d'approvisionnement, notamment quant au risque de déficit d'outils, au risque de capacités excédentaires, aux achats ou ventes de transport a priori, au recours au marché secondaire et aux impacts tarifaires.
- 6.4 Veuillez indiquer si Énergir a évalué un scénario extrême allant au-delà ou en deçà des scénarios chaud, froid, haut et bas présentés aux annexes 7, 8 et 9 (références (iii), (iv) et (v)), notamment en cas de demande plus élevée que prévu ou d'indisponibilité partielle des outils requis. Dans l'affirmative, veuillez déposer cette analyse. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi une telle analyse n'a pas été effectuée.
- 6.5 Veuillez indiquer les mesures qu'Énergir entend prendre si le scénario haut ou un scénario de froid important se concrétise et que les outils disponibles sur le marché secondaire sont insuffisants pour combler le déficit d'approvisionnement. Veuillez notamment préciser les mesures envisagées, leur ordre de priorité, leurs coûts estimés et leurs impacts sur la clientèle.

Entreposage, flexibilité opérationnelle et contrat Dawn

7. **Références :** (i) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 18, lignes 21 à 24.](#)
(ii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 3, page 1 \(PDF 39\).](#)
(iii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 6, page 1 \(PDF 55\).](#)
(iv) [B-0012, Énergir-H, Document 5, page 5, Tableau 3, et lignes 1 à 19.](#)

Préambule :

- (i) « Conformément à la décision D-2021-140 (paragr. 152), Énergir a contracté une capacité d'entreposage à Dawn, lui permettant d'atteindre la capacité de retrait nécessaire à la flexibilité opérationnelle requise. Les détails de ce nouveau contrat ainsi que les analyses associées sont déposés à la pièce Énergir-H, Document 4. » (Nous soulignons)
- (ii) CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS Entreposage.
- (iii) PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030.
- (iv) «

Tableau 3

Espace d'entreposage <small>(10⁶m³)</small>	Capacité de retrait		Capacité d'injection	
	maximale <small>(10³m³/jour)</small>	si inventaire < 25 % du total <small>(10³m³/jour)</small>	maximale <small>(10³m³/jour)</small>	si inventaire ≥ 75 % du total <small>(10³m³/jour)</small>
211,1	2 538	1 689	3 162	3 162

Avec la méthodologie actuelle, pour répondre aux capacités minimales requises par Énergir, une capacité de retrait après rachat (lorsque l'inventaire < 25 % du total) de 955 103m³/jour (2 644 – 1 689) doit être contractée et comblée dans les caractéristiques du contrat d'entreposage pour 2027. Cependant, compte tenu des résultats encourageants de l'utilisation de la flexibilité opérationnelle au cours de l'exercice 2024-2025, soit 2406 10³ m³/jour, Énergir est confiante qu'en maintenant ses capacités d'entreposage actuelles, elle sera en mesure de répondre aux besoins de sa clientèle. Dans cette logique, Énergir n'aurait que 717 10³m³/jour à contracter. Énergir présente, dans la section suivante, les caractéristiques du contrat d'entreposage qui débutera en avril 2027 et qui lui permettra de maintenir ses capacités d'entreposage.

1.3 CARACTÉRISTIQUES D'ENTREPOSAGE POUR 2027

En se basant sur le maintien du besoin en flexibilité opérationnelle d'Énergir, les caractéristiques du contrat d'entreposage qu'Énergir recherche sont les suivantes :

- *Espace d'entreposage : aucun volume minimal;*
- *Capacité de retrait : un volume minimal de 717 10³m³/jour pendant la période ferme de retrait, peu importe le niveau d'inventaire;*
- *Capacité d'injection : aucun volume minimal;*
- *Fenêtres de nominations : NAESB et STS ou seulement NAESB;*
- *Point de livraison/réception : Dawn;*
- *Durée visée : 1 an à 10 ans;*
- *Prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d'Énergir. »*
(Nous soulignons)

Demandes :

- 7.1 Veuillez expliquer comment les caractéristiques du contrat d'entreposage à Dawn à conclure à compter du 1er avril 2027, présenté à la référence (iv), sont prises en compte dans le plan d'approvisionnement présenté à l'annexe 6 de la référence (iii).
- 7.2 Veuillez concilier les capacités d'entreposage, de retrait et d'injection présentées à l'annexe 3 de la référence (ii) avec les capacités d'entreposage et d'approvisionnement retenues à l'annexe 6 de la référence (iii). Veuillez expliquer tout écart entre les capacités physiques ou contractuelles disponibles et les capacités retenues au plan d'approvisionnement.
- 7.3 Veuillez déposer les données historiques et indicateurs utilisés pour établir les capacités de retrait et d'injection requises à Dawn, en lien avec les caractéristiques d'entreposage présentées au tableau 3 de la référence (iv), notamment :
 - a) les retraits quotidiens;
 - b) les injections quotidiennes;
 - c) les écarts quotidiens entre les prévisions et les besoins réels;
 - d) les capacités maximales de retrait et d'injection utilisées;
 - e) les capacités moyennes de retrait et d'injection observées sur l'historique;
 - f) les journées où la flexibilité opérationnelle à Dawn a été utilisée de façon significative;
 - g) les journées où les capacités actuelles auraient été insuffisantes ou près de l'être.

- 7.3.1 Veuillez expliquer comment ces données appuient la décision de retenir une capacité de retrait de $717 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ plutôt que la capacité de $955 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ résultant de la méthode établie.
- 7.4 Veuillez indiquer les indicateurs qu'Énergir entend suivre pour déterminer si les capacités contractées à Dawn demeurent suffisantes sur l'horizon du plan d'approvisionnement, notamment, mais sans s'y limiter, en ce qui concerne l'écart entre les prévisions journalières et les besoins réels, l'utilisation des capacités de retrait et d'injection, ainsi que les situations où les capacités disponibles auraient été insuffisantes ou près de l'être.
- 7.5 Veuillez quantifier le coût annuel associé aux caractéristiques retenues pour le contrat d'entreposage à Dawn à compter du 1er avril 2027 et préciser le traitement tarifaire applicable. Veuillez notamment indiquer l'impact prévu sur le coût d'équilibrage, le revenu requis et les tarifs applicables à la clientèle.

Procédure de prolongation des termes des contrats existants (Term-up)

8. Références :

- (i) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 17, ligne 18, à page 18, ligne 12.](#)
- (ii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 11, page 1 \(PDF 60\), lignes 1 à 21.](#)
- (iii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 19, tableau 2.](#)
- (iv) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 23, lignes 3 à 28.](#)
- (v) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 25, lignes 3 à 11.](#)

Préambule :

(i) « **2.2.5 Modification au contrat de transport : Term-up**

Au cours de l'année 2025, TCPL a reçu des demandes pour contracter de nouvelles capacités de transport vers East Hereford, qui exigeaient que TCPL construise de nouvelles infrastructures d'une valeur de plus de 20 M\$. Ces travaux sont nécessaires sur les infrastructures entre Parkway et ENERGIR EDA et entre Empress et ENERGIR EDA. Par conséquent, le 3 mars 2026, Énergir a reçu un avis de procédure de prolongation des termes des contrats existants (Term-up) pour ses 12 contrats vers le point Energir EDA se terminant avant le 1er novembre 2033. Énergir a jusqu'au 4 mai 2026 pour décider de laisser ses contrats expirer à leur date de fin prévue ou de s'engager à les prolonger jusqu'en octobre 2033. La procédure de Term-up ainsi que l'avis sont présentés à l'annexe 11.

Cette procédure de Term-up touche 856 TJ/j des capacités de transport détenues par Énergir, soit 90 % de ses contrats qui arrivent à échéance avant octobre 2033. L'horizon du plan révèle un déficit de capacité de transport, particulièrement lors des périodes de pointe. Ce déficit récurrent justifie de maintenir les contrats visés par le Term-up. En conséquence, Énergir prévoit préserver son droit de renouvellement jusqu'au 31 octobre 2033 pour les 12 contrats touchés par le Term-up. Ceci sera réalisé dans l'intérêt de la clientèle, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de continuer de répondre à la demande de pointe. » (Nous soulignons)

(ii) « **Annexe 11 : Procédure Term-up et mise en contexte**

En juillet 2025, TCPL lançait un appel d'offres pour de la nouvelle capacité de transport (New Capacity Open Season) sur le réseau de transport principal, pour une mise en service au 1er novembre 2028. En vertu des règles établies dans le cadre de l'Entente 2013-2030 (expliquée plus bas), tous les appels

d'offres résultant en la nécessité de construire des infrastructures de plus de 20 M\$ engendrent une procédure de prolongation des termes des contrats existants (Term-up) sur les tronçons visés.

Le 31 octobre 2013, au terme d'une audience s'étant déroulée sur plusieurs mois devant la Commission de l'Office national de l'énergie (ONÉ) et d'une décision rendue en mars de la même année, TCPL d'une part, et Énergir, Union Gas Limited et de Enbridge Gas Distribution Inc. d'autre part, ont conclu une entente (l'Entente) eu égard notamment à la construction de nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel afin de permettre le déplacement à Dawn et les tarifs applicables pour la période de 2015-2020. L'Entente fut éventuellement approuvée par la Commission de l'ONÉ le 28 novembre 2014.

L'Entente prévoit notamment la possibilité pour TCPL d'exiger des clients sur son réseau qu'ils prolongent leur contrat de transport advenant la nécessité de construire de nouvelles infrastructures d'un coût supérieur à 20 M\$. Cette prolongation est obligatoire pour tous les contrats ayant un impact sur les nouvelles infrastructures requises et dont la date d'expiration est de moins de cinq ans suivant la mise en service de ces dernières. À défaut d'effectuer une telle prolongation, l'Entente prévoit que le client perd le droit de renouvellement de son contrat de transport et que celui-ci expire à son terme prévu. Cette procédure de TCPL est aussi connue sous le nom de Term-up. » (Notes de bas de page omises, Nous soulignons)

(iii)

Tableau 2

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

(iv) « En ce moment, le réseau de TCPL dispose des capacités requises pour approvisionner ce déficit pour l'hiver 2026-2027. Toutefois, ces capacités sont déjà contractées et devront être négociées avec des tierces parties afin d'en bénéficier. Énergir devra donc avoir recours au marché secondaire pour satisfaire ses besoins de pointe pour l'hiver 2026-2027.

Pour combler cet écart, Énergir devra souscrire à une combinaison de plusieurs types d'approvisionnements compte tenu de la faible disponibilité sur le marché gazier :

• Reconduction d'une entente avec un client GE : [...]

• **Achats de capacité de transport sur le marché secondaire** : [...]

• **Service de pointe avec un tiers** : [...]

• **Transport Iroquois-Énergir-EDA** : [...] » (Nous soulignons)

(v) « Face à la résilience de la consommation de la clientèle et de sa conséquence marquée sur les besoins d'approvisionnement, Énergir pose déjà des actions concrètes pour résoudre la situation :

• Discussions avec TCPL pour prolonger le service temporaire pour 2026-2027 de l'approvisionnement à partir du point Iroquois;

• Mandat accordé à Intragaz pour analyser et confirmer le potentiel de développement du site de Saint-Flavien et des dates de mises en service possibles afin de dégager une marge de manœuvre au niveau de la gestion des outils d'approvisionnement, présenté pour approbation de la Régie [Note de bas de page omise]. »

Demandes :

8.1 En lien avec la référence (ii), veuillez préciser les conséquences contractuelles et opérationnelles pour Énergir si elle décidait de ne pas exercer le Term-up pour tout ou une partie des contrats visés, notamment quant à la perte des droits de renouvellement, à la sécurité d'approvisionnement et aux coûts de remplacement des capacités.

8.2 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez déposer l'analyse économique ayant mené Énergir à conclure que le maintien des droits de renouvellement jusqu'au 31 octobre 2033 constitue l'option la plus avantageuse pour la clientèle.

8.2.1 Veuillez indiquer si Énergir a évalué des scénarios de prolongation partielle, notamment une prolongation de seulement une partie des volumes visés par le Term-up.

8.2.2 Dans l'affirmative, veuillez déposer ces scénarios, en précisant les volumes retenus, les volumes non renouvelés, les coûts évités ou additionnels, l'impact sur la sécurité d'approvisionnement et l'impact tarifaire.

8.2.3 Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi de tels scénarios n'ont pas été évalués.

8.3 Veuillez comparer l'option retenue par Énergir de prolonger ses contrats, tel qu'énoncé à la référence (i), avec l'option consistant à ne pas exercer le Term-up et à laisser expirer les contrats visés à leur échéance actuelle. Veuillez notamment préciser :

a) les risques pour la sécurité d'approvisionnement;

- b) les coûts additionnels qui pourraient devoir être assumés pour remplacer ces capacités;
 - c) la disponibilité anticipée de capacités équivalentes sur le marché primaire ou secondaire;
 - d) les impacts tarifaires pour la clientèle.
- 8.4 Veuillez expliquer comment la décision relative au Term-up interagit avec les autres solutions envisagées (entre autres références (iv) et (v)), pour combler les déficits d'outils d'approvisionnement (référence (iii)), notamment le recours au marché secondaire, le service de pointe, les ententes avec les clients grande entreprise, le transport Iroquois-Énergir-EDA et le développement éventuel de capacités additionnelles en franchise.
- 8.5 Veuillez préciser si l'exercice du Term-up réduit, augmente ou maintient l'exposition d'Énergir et de sa clientèle aux coûts du marché secondaire, présenté à la référence (v), sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030 et au-delà de cet horizon.
- 8.6 Veuillez indiquer si Énergir prévoit déposer un suivi spécifique sur l'exercice du Term-up, incluant les contrats effectivement prolongés, les volumes visés, les coûts associés, les impacts tarifaires et l'effet sur les déficits d'outils d'approvisionnement. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi un tel suivi ne serait pas requis.

Prévision des livraisons

9. Références :

- (i) [B-0008, Énergir-H, Document 2, page 14, tableau, 11, page 16, tableau 12, page 18, tableau 13 et page 19, tableau 14.](#)
- (ii) [B-0008, Énergir-H, Document 2, page 42, lignes 3 à 7.](#)
- (iii) [R-4287-2024, B-0207, Énergir-T Document 4 page 4, tableau Q-1.1.](#)
- (iv) [B-0008, Énergir-H, Document 2, page 41, ligne 11, à page 42, ligne 2.](#)

Préambule :

- (i) Tableau 11 : Situation concurrentielle projetée de 2026-2027 à 2029-2030
Marché résidentiel (chauffage) (Gaz naturel = 100)

Tableau 12 : Situation concurrentielle projetée de 2026-2027 à 2029-2030
Marché résidentiel (chauffage) (Biénergie-GSR = 100)

Tableau 13 : Situation concurrentielle projetée de 2026-2027 à 2029-2030
Marché affaires (Gaz naturel = 100)

Tableau 14 : Situation concurrentielle projetée de 2026-2027 à 2029-2030
Marché affaires (chauffage) (Biénergie-GSR = 100)
- (ii) « Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause tarifaire avec celles établies lors de la Cause tarifaire 2025-2026 [Note de bas de page omise]. Le tableau 25 présente une comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au tableau 26. Les volumes de l'année 2025-2026 associés au plan d'approvisionnement 2027-2030 correspondent aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2025-2026. » (Nous soulignons)

(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)

(iv) « Pour le marché des PMD, la demande serait en baisse de 165,4 106m³ en 2026-2027 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à la croissance économique plus faible, ce qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier auraient aussi un impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à l'efficacité énergétique ainsi que l'adhésion de tout le potentiel de clients admissibles à la biénergie par année aurait également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 9.1 Veuillez clarifier si, au tableau 12 de la référence (i), la distinction entre « efficace » et « standard » inclut une valeur distinguant l'investissement requis pour les équipements efficaces ou si le tableau en fait abstraction.
- 9.2 En lien avec la référence (ii), veuillez expliquer comment les écarts entre les prévisions antérieures et les livraisons réelles ont été pris en compte dans l'établissement de la prévision des livraisons 2026-2027 à 2029-2030.
- 9.3 Veuillez fournir une mise à jour du tableau fourni à la référence (iii) en y ajoutant notamment l'année 2030.

9.3.1 Veuillez expliquer tout écart dans les années prévisionnelles.

- 9.4 Veuillez préciser l'effet de la biénergie, énoncé à la référence (iv), mais sans se limiter aux clients PMD, sur la prévision des livraisons 2026-2027 à 2029-2030, notamment en indiquant, pour chaque année :
- a) le nombre de clients visés;
 - b) les volumes de gaz naturel évités ou transférés vers l'électricité;
 - c) l'effet sur les revenus de distribution;
 - d) l'effet sur les besoins d'approvisionnement;
 - e) l'effet sur les tarifs.

Méthode d'établissement de la journée de pointe, retraits interdits et biénergie

10. Références :

- (i) [B-0036, Énergir-H, Document 3, page 20, lignes 1 à 25.](#)
- (ii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 4, pages 5 et 6 \(PDF 45-46\), tableau 2.](#)
- (iii) [B-0036, Énergir-H, Document 3, annexe 4, page 8 \(PDF 48\), tableau 3.](#)

Préambule :

- (i) « Dans sa décision D-2009-156, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur maximale entre les outils requis pour répondre à la demande continue en journée de pointe et ceux requis pour répondre à la demande saisonnière de l'hiver extrême.

Lors de l'hiver 2022-2023, Énergir a cependant constaté que malgré l'application des nouvelles modalités des retraits interdits lors d'interruptions, plusieurs clients interruptibles ont tout de même consommé du gaz naturel en journée de pointe.

Puisque, comme en journée de pointe, Énergir peut interdire le GAI, l'exclusion de ces clients du calcul de la demande continue met à risque la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, Énergir inclut dans la demande du service continu du scénario de base du plan d'approvisionnement un volume attribuable à des clients interruptibles qui pourraient effectuer des retraits interdits en journée de pointe. Ceci permet d'assurer que la consommation de l'ensemble de la clientèle soit couverte lors d'une journée de pointe éventuelle, en incluant les retraits interdits effectués par les clients interrompus. Le volume potentiel des retraits interdits en journée de pointe a été révisé à 8,7 TJ comparativement à 21,6 TJ en 2023. Ce volume a été calculé en fonction des retraits interdits effectués au cours du mois de janvier 2026. En effet, les conditions de marché observées pour la journée du 27 janvier 2026 (disponibilité, prix) ont été similaires à celles du 3 février 2023. Énergir a donc réévalué son volume attribuable à des retraits interdits en se basant sur les données réelles disponibles lors de ces journées d'interruption. Les retraits interdits n'étant connus qu'après les faits, cette méthode d'évaluation demeure la meilleure solution pour assurer la sécurité d'approvisionnement en journée de pointe. Ainsi, le volume a été revu à la baisse pour l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

- (ii) Tableau 2 Évolution de la demande projetée en journée de pointe pour la CT 2026-2027

(iii)

Tableau 3
Comparaison des demandes de pointe selon l'année de référence

	Années de référence de la régression				
	CT 2027 2024-2025	2023-2024	2022-2023	2021-2022	2020-2021
	Froide (10%)	Chaud (30%)	Chaud (10%)	Froide (30%)	Chaud (10%)
Calcul du facteur d'ajustement					
Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 643 440	2 570 505	2 583 202	2 603 214	2 500 318
Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 713 987	2 588 098	2 582 213	2 642 460	2 667 068
Ajustement pour la demande (C = A/B)	1,0287	0,9910	1,0074	1,0151	1,0667
Demande de pointe selon régression (D)	31 687	30 745	30 544	31 549	29 952
Demande de pointe année témoin (E = D * C) (clients visés par la régression)	32 512	30 717	30 770	32 625	31 950
Écart (%)		5,84 %	-0,17 %	4,08 %	-0,23 %

Demandes :

- 10.1 En lien avec la référence (i), veuillez déposer les données utilisées pour établir le volume de 8,7 TJ attribuable aux retraits interdits des clients interruptibles, notamment les données relatives aux journées d'interruption de janvier 2026 utilisées par Énergir.
 - 10.1.1 Veuillez comparer ces données avec celles ayant mené au volume de 21,6 TJ établi en 2023 et expliquer les raisons de l'écart entre les deux estimations.
- 10.2 Veuillez déposer une comparaison entre la demande de pointe projetée et la demande de pointe réellement observée au cours des cinq dernières années disponibles, en indiquant les écarts et les principaux facteurs explicatifs.
- 10.3 Veuillez expliquer comment l'ajustement appliqué pour les clients en biénergie permet d'éviter de sous-estimer la demande en journée de pointe, présentée aux références (ii) et (iii), tout en reflétant adéquatement la réduction des volumes hivernaux attribuable à la biénergie.

Tarifs de réception et fonctionnalisation des coûts liés aux projets d'injection de GSR

11. Références :

- (i) [B-0019, Énergir-Q, Document 12, page 3, lignes 1 à 11.](#)
- (ii) [B-0019, Énergir-Q, Document 12, page 7, ligne 12, à page 8, ligne 2.](#)
- (iii) [B-0019, Énergir-Q, Document 12, page 8, lignes 14 à 18.](#)
- (iv) [B-0019, Énergir-Q, Document 12, page 5, lignes 10 à 26.](#)

Préambule :

- (i) « Le tarif de réception approuvé par la Régie de l'énergie (Régie) dans sa décision D-2011-108 permettait de récupérer, au cours d'une période donnée, l'ensemble des coûts occasionnés par de nouveaux investissements liés à l'arrivée de producteurs de gaz naturel. Les coûts d'injection étaient directement alloués aux clients. Au moment de la création de ce tarif, Énergir, s.e.c. (Énergir) a défini quatre grandes catégories de coûts, soit :
 - 1. Les coûts reliés aux investissements en capital du poste d'injection et des conduites de raccordement (coûts de catégorie A);
 - 2. Les coûts du réseau de distribution existant (coûts de catégorie B);
 - 3. Les coûts de distribution non liés au réseau gazier (coûts de catégorie C);
 - 4. Les coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM (coûts de catégorie D). » (Nous soulignons)
- (ii) « Le projet de Sainte-Sophie est par ailleurs le premier projet impliquant Énergir qui sera connecté au réseau de TQM. Les volumes prévus pour ce projet, à l'échelle des volumes transigeant par TCPL/TQM, sont peu significatifs. Bien que pour l'application à un seul producteur (qui est également le seul dans une zone sans consommation) soit plutôt simple, l'application de la composante D à l'ensemble des producteurs de GSR est très complexe. » (Nous soulignons)
- (iii) « Ainsi, comme mentionné par la Régie [Note de bas de page omise], il serait complexe de calculer la catégorie D du tarif D_R pour le GSR injecté à Sainte-Sophie de la manière prévue à la décision D-2011-108, notamment en raison du fait que la notion de zone de consommation est devenue inutile.

Considérant les problématiques ci-dessus et étant donnée la solution proposée à la section 1.1, Énergir demande à la Régie de supprimer la composante D de la structure du tarif D_R. » (Nous soulignons)

- (iv) « *Énergir pourra utiliser le réseau de TQM sans avoir à signer de contrat de transport. En effet, il ne s'agira plus de coûts de transport, mais de coûts d'utilisation du réseau de TQM. Ces coûts d'utilisation seront pris en charge au moyen d'une lettre d'entente avec TCPL/TQM. L'entente visée est permanente, et sa seule caractéristique est qu'elle permettra à Énergir d'injecter dans le réseau jusqu'à concurrence de 4 % de la capacité contractuelle détenue, sans devoir souscrire à des contrats de transport. Dans le cas où la limite d'injection était dépassée, Énergir devra soit négocier avec TCPL, soit prendre des contrats de transport. Énergir est d'avis qu'un dépassement de la limite d'injection ne surviendra pas pour les dix prochaines années. À titre illustratif, dans le cas de WM, les injections représentent moins de 1 % de la capacité contractuelle détenue*

En fonction de la lettre d'entente, Énergir devra payer dès le début les coûts de branchement encourus par TCPL/TQM pour raccorder un producteur au réseau. Ces coûts sont évalués à 3 M\$ dans le cas de WM et la facture sera assumée par Énergir en un seul paiement. Ces coûts de branchement sont capitalisables dans les actifs d'Énergir. Pour qu'ils soient entièrement assumés par le producteur, Énergir propose qu'ils soient considérés au tarif de réception dans le volet investissement (coûts de catégorie A). Énergir s'assurera de distinguer la portion socialisable de la conduite de ces coûts de branchement. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 11.1 En lien avec la référence (iii), veuillez expliquer pourquoi les difficultés invoquées relativement au calcul de la composante D pour le GSR injecté à Sainte-Sophie justifient la suppression complète de cette composante de la structure du tarif D_R, plutôt qu'une modification ciblée applicable au projet Sainte-Sophie.
- 11.2 Veuillez expliquer pourquoi les difficultés d'application de la composante D à plusieurs producteurs justifient sa suppression complète plutôt que le maintien d'un mécanisme de suivi ou d'un tarif spécifique lorsque des coûts additionnels d'utilisation du réseau TCPL/TQM sont effectivement causés par un producteur.
- 11.3 En lien avec la référence (iv), veuillez expliquer comment la limite d'injection de 4 % de la capacité contractuelle détenue est calculée. Veuillez notamment préciser :
- a) la capacité contractuelle totale utilisée comme dénominateur;
 - b) le volume maximal d'injection correspondant à la limite de 4 %;
 - c) les volumes projetés pour WM;
 - d) les volumes projetés pour les autres projets susceptibles d'être raccordés au réseau de TQM;

- e) si la limite de 4 % est évaluée par producteur, par point d'injection, par zone ou globalement pour l'ensemble des injections sur le réseau de TQM.
- 11.4 En lien avec la référence (iii), veuillez expliquer l'affirmation selon laquelle Énergir est d'avis qu'un dépassement de la limite d'injection de 4 % ne surviendra pas pour les dix prochaines années. Veuillez déposer les hypothèses de volumes, de capacité contractuelle et de nouveaux projets de GSR utilisées pour appuyer cette affirmation.
- 11.5 En lien avec la référence (iii), veuillez déposer le calcul détaillé du montant de 3 M\$ associé aux coûts de branchement encourus par TCPL/TQM dans le cas de WM, en distinguant notamment :
- a) les coûts de création du point d'injection;
 - b) les coûts de branchement;
 - c) les coûts de conduite;
 - d) les autres coûts capitalisables;
 - e) les coûts non capitalisables, le cas échéant.
- 11.5.1 Veuillez expliquer comment Énergir distinguera la portion socialisable de la conduite des coûts de branchement qui doivent être entièrement assumés par le producteur.
- 11.5.2 Veuillez expliquer comment les coûts de branchement assumés initialement par Énergir en un seul paiement seront récupérés auprès du producteur par la composante A. Veuillez notamment préciser :
- a) la période de récupération;
 - b) le traitement de l'amortissement;
 - c) le traitement du rendement et des frais de financement;
 - d) le traitement fiscal;
 - e) l'impact sur le revenu requis;
 - f) le moment où les revenus tarifaires du producteur seront encaissés.
- 11.5.3 Veuillez démontrer que la proposition n'entraîne aucun coût temporaire, résiduel ou permanent pour la clientèle, notamment durant la période entre le paiement initial des coûts par Énergir et leur récupération complète auprès du producteur.
- 11.6 Veuillez déposer un tableau comparant, pour le projet Sainte-Sophie, le traitement actuel et le traitement proposé, en indiquant :
- a) les coûts qui auraient été récupérés par la composante D selon la structure actuelle;
 - b) les coûts qui seraient récupérés par la composante A selon la proposition;
 - c) les coûts de conduite socialisés;

- d) les coûts de branchement non socialisés;
- e) les revenus de réception associés;
- f) l'impact sur les taux unitaires applicables au producteur;
- g) l'impact sur les tarifs de la clientèle, le cas échéant;
- h) tout autre coût applicable ou découlant de la modification proposée.