

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

No: R-4287-2024 | Phase 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

*Demande d'approbation du plan
d'approvisionnement et de modification des
Conditions de service et Tarif d'Énergir,
s.e.c. à compter du 1er octobre 2025 ;*

ÉNERGIR, s.e.c.
Demanderesse

- ET -

OPTION CONSOMMATEURS
Intervenante

MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS

PHASE 2

Table des matières

1. Introduction	3
2. Plan d'approvisionnement gazier	5
I. Hypothèses économiques et énergétiques retenues.....	5
II. Prévisions de la demande volontaire de GSR.....	9
III. Analyse d'OC et recommandations.....	9
3. Modifications au PED pour encourager la conversion vers la biénergie et l'achat volontaire de GSR	11
I. Suivi de la décision D-2023-018.....	13
II. Analyse d'OC et recommandations.....	14
4. Évolution de l'Initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel	15
I. Analyse d'OC et recommandations.....	16
5. Diversification des indices de fourniture	17
I. Analyse d'OC et recommandations.....	19
6. Allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ	20
I. Analyse d'OC et recommandations.....	21
7. Sommaire des recommandations	23
8. Annexe	24

Liste de figures

Figure 1 - Scénarios de base, bas et haut - Livraisons globales 2025-2029	7
Figure 2 - Écart de prix entre les indices NYMEX – Monthly Settlement et NGX-Dawn Daily (2015-2024, en \$US / MMBtu).....	18

Liste de tableaux

Tableau 1- hypothèses économiques	6
Tableau 2 - Écarts des scénarios de base et bas, livraisons globales de gaz naturel 2026-2029 (avant interruptions) (10m ³)	8
Tableau 3 – écarts des prévisions de la demande volontaire de GSR entre la cause tarifaire 2025-2028 et 2026-2029	9
Tableau 4 - Grille proposée	13
Tableau 5 – comparaison du coût moyen un nouveau client consommant 100 % GSR comparativement à un nouveau client consommant uniquement du GNT	15
Tableau 6 - Coût de la stratégie de diversification des achats d'avance	19

Liste des tableaux de l'Annexe

Tableau A - I : Hypothèse retenues pour le marché financier (prix du gaz naturel)	24
Tableau A - II : Livraisons de gaz naturel 2026-2029, marché petit et moyen débits	25
Tableau A - III : Durée de vie des volets et programmes du PGEÉ en 2025-2026.....	26

1. Introduction

Le 13 décembre 2024, Énergir, s.e.c. (le « Distributeur » ou « Énergir »), a déposé, auprès la Régie de l'énergie (la « Régie »), en vertu des articles 31, 32, 34, 48 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des CST à compter du 1er octobre 2025 (la « Demande »), ainsi que les pièces à son soutien¹.

Par sa décision D-2024-135, la Régie a accepté d'examiner la Demande en deux phases et a accordé à Option consommateurs (« OC ») le statut d'intervenant². OC a annoncé qu'elle ne participait pas à la phase 1 du dossier³. La Régie a ultérieurement rendu la décision partielle sur le fond des sujets de cette première phase le 28 mars 2025⁴.

Le 3 avril 2025, Énergir a déposé une première série de pièces relatives à la phase 2 du dossier, portant sur les approvisionnements gaziers à l'horizon 2026-2029. Le 8 mai 2025, Énergir a déposé une demande réamendée (la « Demande réamendée ») et a complété le dépôt des pièces à son soutien⁵.

Le 24 avril 2025, OC a déposé sa liste de sujets d'intervention portant sur la première série de pièces relatives à la phase 2⁶. Elle a déposé les sujets d'intervention portant sur le deuxième dépôt des pièces relatives à la deuxième phase le 15 mai 2025⁷.

OC a identifié les sujets suivants aux fins de son intervention dans la présente phase:

- i. Prévision de la demande de gaz à source renouvelable (« GSR ») ;
- ii. Mise à jour des hypothèses économiques de la prévision de la demande ;
- iii. Modifications au PED pour encourager la conversion vers la biénergie et l'achat volontaire de GSR ;

¹ B-0002.

² Décision [D-2024-135](#).

³ C-OC-0001

⁴ Décision [D-2025-043](#).

⁵ B-0072.

⁶ C-OC-0003.

⁷ C-OC-0006.

- iv. Évolution de l'Initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel – « IARGN » ;
- v. Diversification des indices de fourniture ;
- vi. Proposition du facteur DJ*V dans l'établissement de la prévision en journée de pointe ;
- vii. Allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ ;
- viii. Programmes d'efficacité énergétique - Compte d'aide au soutien social.

Après avoir pris connaissance des décisions procédurales, notamment la décision D-2025-065, des différentes pièces déposées par Énergir et des réponses aux demandes de renseignements, OC entend traiter les sujets (i) et (ii) dans la nouvelle catégorie « Plan d'approvisionnement gazier », en abordant le sujet (ii) sous l'angle du choix du scénario retenu pour l'établissement du revenu requis. Cette approche a été suggérée par la Régie⁸.

Par ailleurs, considérant que plusieurs intervenants prévoient aborder le sujet vi, soit la proposition du facteur DJ*V dans l'établissement de la prévision en journée de pointe, OC n'entend pas l'aborder dans le présent mémoire par souci d'efficience réglementaire. OC se réserve toutefois le droit de questionner Énergir et les autres intervenants à cet égard et de commenter ou de soutenir les positions exprimées par d'autres intervenants au cours de l'audience.

Quant au sujet viii, relatif au Compte d'aide au soutien social (le « CASS »), OC prend acte du fait qu'Énergir a amorcé un processus interne visant à développer une approche plus globale à l'égard de sa clientèle en difficulté de paiement⁹. Cette réflexion pourrait éventuellement mener à une refonte des paramètres actuels du programme¹⁰. Énergir indique ne pas être en mesure, à ce stade, de fournir des détails supplémentaires et demande à la Régie de reconduire, pour l'année 2025-2026, les modalités élargies du CASS. En conséquence, **OC appuie la demande d'Énergir et recommande à la Régie d'approuver l'élargissement temporaire du seuil d'admissibilité pour l'année 2025-2026**, ainsi que **la proposition de maintenir le soutien financier aux associations de consommateurs**. OC réitère par ailleurs sa volonté de collaborer avec Énergir à la définition des paramètres révisés du programme et demeurera attentive à toute proposition future de modification du CASS.

⁸ Décision [D-2025-065](#), p. 9, para. 25.

⁹ B-0095, p.2, lignes 6 à 10.

¹⁰ B-0095, p.2, lignes 11 à 15.

Les autres sujets seront traités tels qu'ils ont été identifiés dans les listes d'intervention déposées par OC. Les recommandations présentées dans les sections suivantes de ce mémoire sont fondées sur les informations disponibles en date du 22 juillet 2025. Si de nouvelles informations venaient à être disponibles, OC se réserve le droit d'ajuster ou de compléter ses observations en conséquence.

2. Plan d'approvisionnement gazier

Le Plan d'approvisionnement couvrant les années 2025-2026 à 2028-2029 (le « Plan ») est préparé par Énergir en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*¹¹. Les sections suivantes traiteront de deux composantes du Plan : les hypothèses retenues dans l'élaboration des prévisions de la demande de gaz, ainsi que de la mise à jour des prévisions du modèle de demande volontaire de GSR.

I. Hypothèses économiques et énergétiques retenues

Afin de choisir les hypothèses économiques et financières à considérer dans l'élaboration ses prévisions d'approvisionnement en gaz naturel traditionnel et en GSR, Énergir indique avoir pris en considération le contexte géopolitique actuel, notamment les tensions commerciales persistantes avec les États-Unis et le ralentissement de l'activité économique au Canada¹². Cette conjoncture est à l'origine d'une certaine incertitude entourant l'évolution de l'économie québécoise.

Plus précisément, Énergir indique s'être appuyée sur les perspectives recueillies auprès des grandes entreprises à la suite des élections américaines de novembre, ainsi que sur divers indicateurs de croissance économique, pour alimenter son modèle de prévision de la demande pour la clientèle à petit et moyen débits (« PMD ») et des grandes entreprises (« GE »)¹³. Les hypothèses économiques utilisées sont présentées dans le tableau ci-dessous :

¹¹ B-0166.

¹² B-0166, p. 5, signes 1 à 13.

¹³ Ibid.

Tableau 1- hypothèses économiques¹⁴

	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Croissance du PIB québécois (%)	1,41 %	1,59 %	1,59 %	1,71 %
Taux d'inflation québécois (%)	1,86 %	1,86 %	1,97 %	1,97 %
Taux de change (\$US / \$CAN)	0,71	0,72	0,73	0,74

Énergir précise également avoir pris en compte les prix anticipés des contrats à terme de gaz naturel négociés sur les marchés financiers, tels que présentés au tableau A-1 de l'annexe de ce mémoire (« Annexe »). Enfin, Énergir présume que les tarifs d'électricité en vigueur au 1er avril 2024 seront majorés de 3 % pour le marché résidentiel et de 3,9 % pour le marché affaires à compter du 1er avril 2025, puis indexés à l'inflation le 1er avril de chaque année de 2026 à 2029¹⁵.

Ces hypothèses permettent, entre autres, d'établir la position concurrentielle du gaz naturel par rapport à d'autres sources d'énergie. En comparant les factures annuelles des clients résidentiels alimentés au gaz naturel à celles des options de biénergie et d'électricité, ainsi que les factures énergétiques annuelles de la biénergie-GSR à celles des options 100 % GSR et d'électricité, Énergir anticipe une situation concurrentielle généralement défavorable au gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie pour la période 2025-2026 à 2028-2029¹⁶.

Dans ce contexte, Énergir propose d'adopter la méthodologie des scénarios haut et bas¹⁷, tout en retenant le scénario de base comme celui à privilégier dans le cadre du présent dossier¹⁸. Elle justifie ce choix en affirmant que, malgré un contexte économique incertain, ce scénario demeure à ses yeux la représentation la plus fidèle de l'évolution anticipée du marché du gaz. Énergir souligne que, bien que certaines hypothèses aient été révisées à la baisse (notamment celles liées à la croissance économique), d'autres facteurs, tels que les volumes attendus pour la clientèle Grandes entreprises en 2024-2025, présentent des perspectives favorables qui viennent appuyer le choix du scénario de base. La figure 1 présente les prévisions de livraisons établies par Énergir pour les années 2026 à 2029 selon les trois scénarios :

¹⁴ B-0166, p. 5, tableau 2.

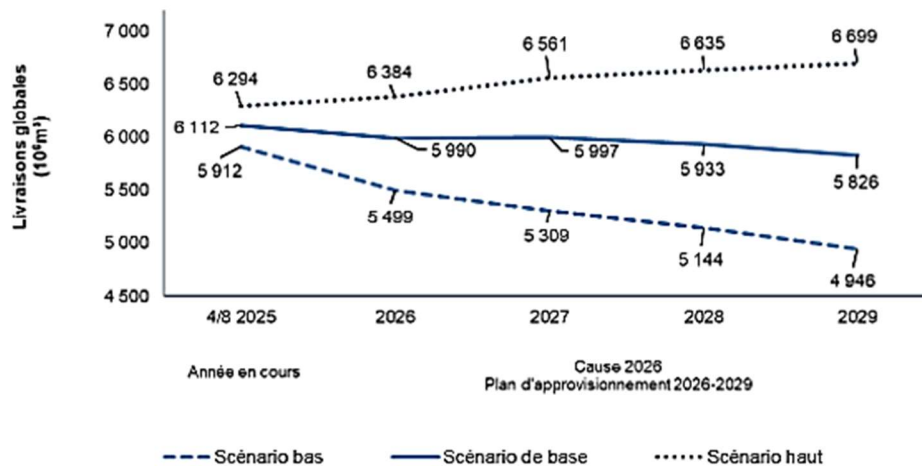
¹⁵ B-0166, p.9, lignes 1 à 3

¹⁶ B-0166, p. 13, tableau 11, et p. 15, tableau 12.

¹⁷ B-0166, p. 5, signes 1 à 13.

¹⁸ B-0162, p. 2 et 3, réponses aux questions 1.1 et 1.1.2.

Figure 1 - Scénarios de base, bas et haut - Livraisons globales 2025-2029¹⁹



Le scénario optimiste prévoit une croissance moyenne annuelle de 1,6 %, correspondant à une hausse de 1,4 % entre 2025 et 2026, puis de 4,9 % entre 2026 et 2029²⁰. En revanche, le scénario de base indique une tendance légèrement décroissante des livraisons, avec une diminution moyenne annuelle des livraisons 1,2 %. Cette tendance se traduit par une baisse de près du 2 % des livraisons entre l'année en cours et 2025-2026, suivie d'un recul supplémentaire de 2,7 % entre 2026 et 2029. Le scénario de base indique, quant à lui, une tendance légèrement décroissante. Ce scénario entrevoit une baisse moyenne annuelle de 1,2 %, correspondant à une réduction d'environ 2 % des livraisons entre 2025 et 2026, suivie d'un recul supplémentaire de 2,7 % entre 2026 et 2029. Enfin, le scénario bas projette une décroissance plus marquée, avec une baisse moyenne annuelle de 4,1 %, résultant d'un repli d'environ 7 % entre 2025 et 2026, suivi d'une baisse additionnelle de 10,1 % entre 2026 et 2029.

Le tableau A-II de l'Annexe présente la prévision de la demande de gaz naturel selon le scénario de base pour le marché PMD, ainsi que la contribution des différents facteurs expliquant les livraisons anticipées pour chaque année. Selon les données du scénario de base, la performance modeste de l'économie explique à elle seule 18 % de la diminution annuelle des livraisons

¹⁹ B-0166, p. 25, graphique 1.

²⁰ Les hausses moyennes annuelles ont été calculées en divisant la variation totale des livraisons entre 2025 et 2029 par le nombre d'années, soit quatre périodes annuelles.

anticipées entre 2025 et 2026 pour ce marché²¹. Énergir affirme d'ailleurs qu'il existe un lien significatif entre la croissance économique et le niveau de pertes et variations de consommation générées par sa clientèle²². De plus, les hausses de volumes liées aux ventes de biénergie dans les segments résidentiel, commercial et institutionnel demeureraient marginales. Elles ne permettraient donc pas de compenser la baisse anticipée des volumes dans le marché PMD.

Quant au scénario bas, celui-ci repose sur l'hypothèse d'une croissance économique plus faible, variant de 0,41 % en 2025-2026 à 0,71 % en 2028-2029, soit environ un point de pourcentage de moins par année comparativement au scénario de base. Cette hypothèse s'accompagne d'une position concurrentielle moins favorable du gaz naturel, ainsi qu'à une baisse des prix du mazout. Elle assume également une diminution de 10 % des mises en chantier résidentielles²³.

L'écart des livraisons estimées entre les scénarios de base et bas correspond à une baisse de 154,5 106m³ en 2025-2026, principalement attribuable au ralentissement anticipé de l'économie. Cette faiblesse aurait pour effet de diminuer les nouvelles ventes et amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants²⁴.

Les écarts, soulignés par OC en mauve, entre scénarios de base (celui-ci présenté dans le tableau A-II de l'Annexe) et le scénario défavorable se trouvent dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2 - Écarts des scénarios de base et bas, livraisons globales de gaz naturel 2026-2029 (avant interruptions) (10m³)²⁵

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2025*	Cause tarifaire 2026-2029			
		2026	2027	2028	2029
Service continu	(150,4)	(407,3)	(585,8)	(689,4)	(776,7)
Grandes entreprises	(106,6)	(252,8)	(312,9)	(334,2)	(350,2)
Petit et moyen débits	(43,8)	(154,5)	(272,8)	(355,3)	(426,5)
Service interruptible	(49,8)	(83,9)	(101,9)	(99,2)	(103,7)
Contrat régulier	(49,8)	(54,6)	(72,6)	(69,9)	(74,4)
Contrat gaz d'appoint	-	(29,3)	(29,3)	(29,3)	(29,3)
Total	(200,2)	(491,2)	(687,7)	(788,6)	(880,4)

²¹ La proportion ajustée correspond au ratio entre l'impact des pertes liées à la conjoncture ou à la structure économique et la variation brute annuelle des livraisons, corrigée pour exclure l'effet positif de certaines variables. Elle est calculée selon la formule suivante : $Proportion\ ajustée = (Pertes\ conjoncturelles) \div (Variation\ brute - facteurs\ positifs)$

²² B-0166, p. 32, lignes 17 à 25.

²³ B-0166, p. 38, lignes 15 à 23.

²⁴ B-0166, p. 40, lignes 10 à 17.

²⁵ B-0166, p. 40, tableau 24.

II. Prévisions de la demande volontaire de GSR

Pour établir la consommation volontaire de GSR, Énergir a utilisé le modèle présenté dans le cadre de la cause tarifaire R-4257-2024²⁶. La prévision de la demande volontaire dans la présente cause tarifaire est nettement inférieure à celle établie antérieurement, et ce, pour l'ensemble des segments visés. Les écarts sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 – écarts des prévisions de la demande volontaire de GSR entre la cause tarifaire 2025-2028²⁷ et 2026-2029²⁸

Segment	Volumes en 2026 (Mm ³)			Volumes en 2027 (Mm ³)			Volumes en 2028 (Mm ³)		
	R-4257	R-4287	Écart	R-4257	R-4287	Écart	R-4257	R-4287	Écart
PMD-existant	16,2	14,9	(1,3)	21,4	15,4	(6)	34,4	16,2	(18,2)
GE-existant	16,7	14,1	(2,6)	24,5	12,9	(11,6)	28,1	13,6	(14,5)
Nouveaux raccordements	21,4	2,8	(18,6)	34,7	5,6	(29,1)	47,3	8	(39,3)
Total	54,3	31,8	(22,5)	80,7	33,8	(46,9)	109,8	37	(72,8)

Selon Énergir, la décision D-2025-025 semble avoir eu un impact notable sur la demande en GSR, puisque toutes les ventes associées aux nouveaux raccordements 100 % renouvelables dans le secteur du bâtiment sont désormais nulles²⁹. Seuls les nouveaux raccordements de grands bâtiments situés à Montréal demeurent visés par le *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux bâtiments*³⁰. Cette sous-catégorie constitue désormais le seul moteur de croissance dans le segment des nouveaux branchements 100 % GSR.

III. Analyse d'OC et recommandations

OC observe une persistance de la tendance à la baisse de la position concurrentielle du gaz naturel, ainsi que des livraisons prévues pour les années à venir. Elle constate qu'Énergir elle-même reconnaît le rôle déterminant que joue le ralentissement économique dans l'évolution de ces prévisions. Par ailleurs, même si Énergir retient le scénario de base comme scénario principal,

²⁶ Dossier R-4257-2024, pièce [B-0099](#).

²⁷ Dossier R-4257-2024, pièce [B-0006](#), p. 48, tableau 27.

²⁸ B-0166, p. 44, tableau 27.

²⁹ B-0166, p. 43, lignes 24 à 25.

³⁰ B-0166, pages 43 et 45, lignes 22 à 26 et 1 à 2, respectivement.

OC estime que celui-ci repose sur des hypothèses qui ne reflètent pas fidèlement le contexte économique actuel.

En première vue, les hypothèses économiques sous-jacentes au scénario bas apparaissent particulièrement pessimistes. Ce scénario suppose notamment un taux de croissance économique inférieur de 1 % par année à celui du scénario de base, ainsi qu'une baisse de 10 % des mises en chantier résidentielles. Or, les prévisions économiques actuellement disponibles situent la croissance du PIB du Québec proche aux paramètres retenus pour le scénario bas : le *Conference Board* du Canada a révisé à la baisse sa prévision pour 2025 à 1,2 %³¹, tandis que Desjardins l'établit à 0,9³².

Ainsi, bien que le scénario bas soit plus restrictif que les projections du marché, OC considère qu'il demeure le plus apte à mieux refléter le contexte économique actuel, marqué par un affaiblissement des échanges commerciaux avec les États-Unis. Aussi, cette approche serait conforme avec la décision de la Régie de ne pas demander une mise à jour des hypothèses économiques³³.

Par ailleurs, OC constate un écart significatif dans les prévisions de la demande volontaire de GSR des deux dernières causes tarifaires, et ce, pour toutes les catégories de clientèle. Cet écart n'est pas surprenant en soi, compte tenu du caractère encore émergent du marché et du cadre réglementaire entourant le GSR. Nonobstant, OC considère que les justifications fournies dans le plan d'approvisionnement gazier ne permettent pas d'apprécier adéquatement l'impact de la mise à jour des paramètres utilisés dans le calcul de la demande volontaire de GSR.

En réponse à la DDR no 1 d'OC, Énergir affirme avoir procédé à certains ajustements dans ses hypothèses, notamment en lien avec le contexte économique et énergétique ainsi que la compétitivité du GSR³⁴. Ces mises à jour auraient pour effet de réduire le nombre de clients potentiels intéressés par l'achat volontaire de GSR. Énergir indique également avoir tiré parti d'une année supplémentaire d'historique d'achats volontaires pour ajuster le modèle, ce qui aurait

³¹ The Conference Board of Canada, Perspectives du Québec sur cinq ans—avril 2025, 2 avril 2025.

³² Desjardins, La demande intérieure était vigoureuse à la fin de 2024, 26 mars 2025.

³³ Décision [D-2025-065](#), p. 9, para. 25.

³⁴ B-0188, p. 7, réponse à la question 2.1.

eu pour effet d'abaisser la prévision de la demande³⁵. Toutefois, ces ajustements ne sont explicités ni dans les réponses aux demandes de renseignements des intervenants ni dans la preuve. De plus, l'effet du programme de commercialisation du GSR sur la demande anticipée n'est pas documenté, Énergir estimant que cet impact demeure difficile à quantifier³⁶.

Compte tenu du fait que le modèle est encore très récent et susceptible d'évoluer, une description plus détaillée des paramètres ajustés à chaque cause tarifaire, ainsi que leurs impacts concrets sur la demande projetée, permettrait aux intervenants et à la Régie de mieux évaluer la performance du modèle. Des explications supplémentaires faciliteraient la compréhension de toute modification éventuelle de la méthode d'estimation et aideraient à identifier quelles mesures ont eu plus d'impact sur les niveaux d'adhésion volontaire au GSR, pour les différents segments de la clientèle³⁷.

Pour ses raisons, OC recommande à la Régie de :

- Retenir le scénario bas comme scénario à privilégier ;
- Demander à Énergir de fournir une information plus détaillée sur les ajustements apportés au modèle de prévision de la demande volontaire de GSR et leur impact sur les volumes estimés, et ce, à partir de la prochaine cause tarifaire.

3. Modifications au PED pour encourager la conversion vers la biénergie et l'achat volontaire de GSR

Afin de relever les défis associés à l'achat volontaire de GSR et de favoriser une utilisation optimale des subventions visant à appuyer les efforts de décarbonation de sa clientèle, Énergir propose une série d'ajustements au Programme d'encouragement à la décarbonation (le « Programme » ou « PED »)³⁸.

Le premier ajustement concerne le **montant maximum de l'aide financière octroyée par le biais du PED**. Dans sa version initiale, ce montant était plafonné à 15 000 \$ par client et par

³⁵ B-0162, p. 7 et 8, réponses aux questions 2.2 et 2.3.

³⁶ B-0162, p. 7 et 8, réponse à la question 2.4.

³⁷ B-0621, p. 22, réponse à la question 6.3.1.

³⁸ B-0194, p.3, lignes 1 à 7.

adresse de service pour la clientèle consommant moins de 125 000 m³ annuellement. Ce plafond créait une limite artificielle, constituant ainsi un désincitatif pour les clients dont les réductions d'émissions de GES dépassent 40 000 m³. Énergir propose donc de retirer ce plafond, tout en maintenant la formule d'aide fondée sur un montant de 200 \$ par tonne de GES évités, et en conservant l'exclusion au programme des clients consommant plus de 125 000 m³ par an³⁹.

La seconde série d'ajustements proposées par Énergir concerne les **modifications aux conditions d'admissibilité au Programme**. Afin d'offrir une plus grande souplesse dans l'évaluation des demandes, le texte du programme serait reformulé pour permettre, selon Énergir, une meilleure adaptation à l'évolution rapide du marché et aux nouvelles offres de subventions⁴⁰. Par ailleurs, l'engagement de dix ans exigés dans le cas des conversions à la biénergie serait précisé comme étant pris envers Hydro-Québec, ce qui permettrait de refléter plus fidèlement la réalité des projets⁴¹.

Énergir propose également de reformuler le texte du PED afin de clarifier que c'est l'engagement de consommation de GSR, et non la substitution en soi, qui constitue le critère d'admissibilité⁴². Finalement, pour s'assurer que seules les réductions de GES dépassant les exigences réglementaires puissent obtenir une subvention, Énergir propose d'introduire la notion de *GES évités admissibles* dans les définitions du Programme⁴³.

Le dernier changement proposé concerne **la structure des versements effectués dans le cadre du Programme**, actuellement limitée à un seul paiement par subvention. Énergir souhaite permettre que le montant total de l'aide financière puisse être versé en plusieurs versements⁴⁴. Dans sa réponse à la question 10.3 de la DDR no 4 de la Régie, Énergir précise que cette flexibilité viserait particulièrement les dossiers présentant des subventions plus importantes, par exemple de 100 000 \$ et plus, et pourrait être appliquée à la suite de l'analyse du dossier.

³⁹ B-0194, p.3, lignes 12 à 21.

⁴⁰ B-0194, p.4, lignes 28 et 29, et p.5, lignes 1 à 6.

⁴¹ B-0194, p.5, lignes 7 à 10.

⁴² B-0194, p.5, lignes 11 à 17.

⁴³ B-0194, p.5, lignes 18 à 34, et p.6, lignes 1 à 13.

⁴⁴ B-0194, p. 6, lignes 14 à 21.

I. Suivi de la décision D-2023-018

Le succès du Programme repose également sur la performance des solutions de décarbonation offertes dans le cadre du PED, à savoir la conversion à la biénergie ou l'achat volontaire au GSR⁴⁵. Dans le dossier R-4213-2022, la Régie demandait à Énergir de fournir une évaluation d'impact des modifications apportées à la Méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau (la « Méthode »), ainsi que d'établir sa position sur la faisabilité d'appliquer un assouplissement de l'hypothèse selon laquelle les clients des marchés visés maintiendraient une consommation équivalente à 30 % des volumes pour les années 21 à 40⁴⁶.

Énergir soutient que les modifications apportées à la Méthode ont produit les effets attendus, notamment une baisse de l'indice de profitabilité et du point mort tarifaire pour les projets évalués sur 20 ans, ainsi que l'introduction de contributions clients dans certains cas. Concernant l'hypothèse d'un maintien de la consommation à 30 % entre les années 21 et 40, Énergir invoque des incertitudes liées à l'évolution réglementaire, au coût élevé du GSR et à l'imprévisibilité de l'offre biénergie⁴⁷.

Afin de simplifier la grille de l'application du nombre d'années à tenir compte pour la projection des volumes et des revenus dans l'évaluation de la rentabilité des nouveaux raccordements pour les différents segments de marchés, Énergir propose des modifications de la grille d'application des marchés visés, telles qu'illustrées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 4 - Grille proposée⁴⁸

Segment de marché	Non-biénergie 100 % GNR / 5 ans	Biénergie + 100 % GNR / 5 ans	Non-biénergie GNT	Biénergie + GNT
Résidentiel (<i>tous volumes</i>)				
Commercial (<i>tous volumes</i>)	40 ans	40 ans	20 ans	20 ans
Institutionnel (<i>tous volumes</i>)				
Industriel	40 ans			

⁴⁵ B-0181, p. 24, réponse à la question 9.2.

⁴⁶ B-0091, p. 5, lignes

⁴⁷ B-0091, p. 8, lignes 8 à 12.

⁴⁸ B-0091, p. 9, tableau 3.

II. Analyse d'OC et recommandations

OC accueille favorablement les modifications proposées par Énergir au PED. L'élimination du plafond de 15 000 \$ constitue un incitatif pour les clients potentiels, tout en maintenant une structure d'aide financière raisonnable grâce au maintien de la formule fondée sur un montant de 200 \$ par tonne de GES évités. L'exclusion des clients consommant plus de 125 000 m³ par année, ainsi que la reformulation de l'article 2.2.1 du Programme pour introduire la notion de « peut être admissible », contribuent également à gérer les coûts du programme tout en évitant la mise en place d'un plafond explicite.

OC note cependant que d'importants défis subsistent, notamment la notoriété modérée du PED et les exigences contractuelles qui peuvent représenter un frein à l'adhésion⁴⁹. Le renforcement des efforts de commercialisation et de promotion du PED demeure un levier essentiel pour favoriser son utilisation, d'autant plus qu'il génère un coût évité significatif de 15 883 862 \$ pour les clients assujettis aux frais de socialisation⁵⁰.

Quant aux modifications proposées à la grille, bien qu'OC salue les efforts de simplification d'Énergir, l'exigence d'un engagement de consommation de GSR sur une période minimale de cinq ans peut s'avérer contraignante. Cette contrainte est d'autant plus significative que le coût du GSR, estimé à 85,818 ¢/m³ en juin 2025, demeure largement supérieur à celui du GNT, établi à 18,528 ¢/m³ pour la même période⁵¹.

Une telle exigence risque de décourager certains clients potentiels, devant choisir entre une évaluation de la rentabilité sur 20 ans s'ils choisissent le GNT, ou s'engager à acheter pendant cinq ans un produit plus de quatre fois plus coûteux, comme l'illustre le tableau ci-dessous pour un petit client commercial :

⁴⁹ B-0181, p. 23, réponse à la question 9.1.

⁵⁰ B-0181, p. 25, réponse à la question 9.3.2.

⁵¹ B-0181, p. 30, réponse à la question 11.1.1.

Tableau 5 – comparaison du coût moyen un nouveau client consommant 100 % GSR comparativement à un nouveau client consommant uniquement du GNT⁵²

	GNT 20 ans	GSR 40 ans
Volumes signés (m ³)	5 209	5 209
Fourniture GNT	511 \$	-
Fourniture GNR	-	4 470 \$
SPEDE	427 \$	-
Socialisation	7 \$	-
Transport	148 \$	148 \$
Équilibrage	267 \$	267 \$
Distribution	1 941 \$	1 941 \$
Facture totale annuelle	3 301 \$	6 825 \$
Contribution exigée (au moment du raccordement)	1 962 \$	-
IP	1,00	1,18

À ce stade, OC ne formule pas de recommandation finale, préférant interroger Énergir sur ce point lors de l'audience. Pour le moment, OC recommande néanmoins à la Régie de :

- Approuver les modifications proposées au texte du PED, telles que présentées à l'annexe 1 de la pièce B-0194 ;
- Demander à Énergir de poursuivre ses efforts de commercialisation et de promotion des volets du PED auprès de sa clientèle.

4. Évolution de l'Initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel

Dans le but de s'approvisionner en gaz naturel de manière plus responsable, en favorisant des producteurs engagés dans de meilleures pratiques, Énergir présente les modifications qu'elle souhaite apporter à l'Initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (« IARGN » ou « l'Initiative ») ⁵³. Pour les achats de GNT, Énergir vise à ce que 100 % de ses volumes soient réalisés dans le cadre de l'Initiative d'ici 2030⁵⁴. Afin d'atteindre cet objectif, Énergir a également

⁵² B-0181, p. 34, tableau Q-11.3.2

⁵³ B-0085, p. 3, lignes 1 à 5.

⁵⁴ B-0085, p. 3, lignes 14 à 21.

modifié le nom de l'initiative, désormais appelée *Initiative pour la mesure, le suivi et la divulgation* (« IMSD ») relative à l'approvisionnement en gaz fossile⁵⁵.

Énergir propose également de reconduire l'Initiative pour l'ensemble des années couvertes par le plan d'approvisionnement 2026-2029, en maintenant la prime annuelle maximale déjà établie pour les coûts associés⁵⁶.

Selon Énergir, la norme EO100TM de Equitable Origin (« EO »), demeure la certification la plus complète en matière d'exigences environnementales, sociales et de gouvernance (« ESG ») dans le secteur de la production gazière⁵⁷. À ce jour, 13 % de la production nord-américaine de gaz naturel est certifiée EO100, soit 12 % aux États-Unis et 14 % au Canada⁵⁸.

Toutefois, à la suite de discussions avec EO portant sur l'évolution des exigences de divulgation des producteurs gaziers, Equitable Origin a recommandé à Énergir d'envisager l'ajout de la norme MiQ afin de mieux tenir compte des émissions de méthane et de GES.⁵⁹ À cet égard, Énergir reproduit la description suivante de la norme MiQ dans sa preuve :

« MiQ est une organisation indépendante à but non lucratif qui a été créée par le Rocky Mountain Institute et SYSTEMIQ en 2020 afin d'encourager une réduction rapide des émissions de méthane issues du secteur pétrolier et gazier. La norme MiQ est un cadre autonome permettant d'évaluer l'intensité des émissions de méthane et l'intensité carbone (éq. CO2) des actifs à chaque étape de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel. La norme MiQ est utilisée par des auditeurs indépendants accrédités pour évaluer l'intensité des émissions et la performance globale d'un producteur gazier en matière d'émissions. [...] »⁶⁰

I. Analyse d'OC et recommandations

OC appuie les modifications proposées par Énergir concernant l'Initiative, estimant qu'elles contribuent à renforcer la transparence de ses approvisionnements gaziers. Ces ajustements

⁵⁵ B-0085, p. 4, lignes 15 à 17.

⁵⁶ B-0085, p. 4, lignes 1 à 14.

⁵⁷ B-0085, p. 4, lignes 18 à 22.

⁵⁸ Ibid.

⁵⁹ B-0085, p. 6, lignes 3 et 4.

⁶⁰ B-0085, lignes 5 à 14.

permettent également de s'assurer que les producteurs admissibles à la prime annuelle présentent un niveau de crédibilité conforme aux objectifs de l'Initiative.

OC constate toutefois qu'à la connaissance d'Énergir, aucune autre utilité canadienne du secteur du gaz naturel ne procède actuellement à l'achat actif et à la divulgation de volumes certifiés MiQ dans le cadre d'une stratégie visant à encourager des pratiques d'approvisionnement responsables⁶¹. Cela dit, la prudence démontrée par Énergir et le partenariat annoncé en 2022 entre EO et MiQ, en vue de certifier conjointement certains producteurs de gaz naturel, constituent des éléments souhaitables.

OC considère que si Énergir souhaite inclure la certification MiQ parmi les normes requises pour l'obtention des primes de l'Initiative, elle devrait, au moment du dépôt de cette demande, fournir un balisage des utilités américaines ayant recours à cette certification.

Pour ces raisons, OC recommande à la Régie de :

- Approuver la demande d'Énergir visant à prendre acte de sa stratégie d'approvisionnement liée à l'Initiative, ainsi que du changement de nom de celle-ci pour l'Initiative pour la mesure, le suivi et la divulgation (IMSD) ;
- Demander à Énergir de fournir un balisage des utilités américaines ayant recours à la certification MiQ au moment d'une éventuelle demande visant à l'inclure parmi les certifications admissibles aux primes de l'Initiative.

5. Diversification des indices de fourniture

Faisant suite à la décision D-2014-064, Énergir planifie ses achats à l'avance au point de réception Dawn en respectant, dans la mesure du possible, une proportion entre 50 % et 75 % sur la base de l'indice NYMEX, le solde étant établi selon l'indice NGX Dawn⁶². Dans cette même décision, la

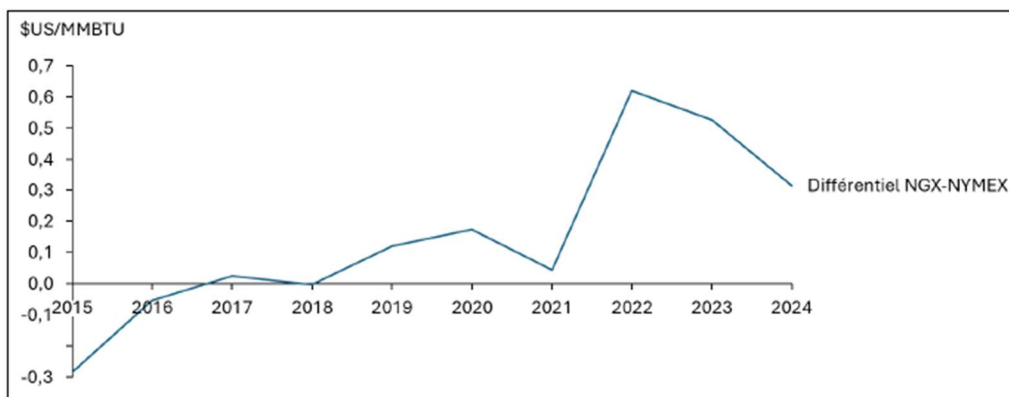
⁶¹ B-0188, p. 17, réponse à la question 6.1.

⁶² B-0193, p. 3, lignes 1 à 8.

Régie a demandé à Énergir d'amorcer une réflexion sur une éventuelle révision de sa stratégie de diversification des indices de fourniture⁶³.

Premièrement, Énergir démontre que depuis 2019, l'indice NGX Dawn se transige à un prix inférieur à celui de l'indice NYMEX. Cet écart favorable au NGX s'est maintenu de manière constante depuis 2019, comme l'illustre la figure 2. Énergir indique par ailleurs que l'indice NYMEX affiche des prix plus élevés que l'indice NGX, tant en été qu'en hiver⁶⁴.

Figure 2 - Écart de prix entre les indices NYMEX – Monthly Settlement et NGX-Dawn Daily (2015-2024, en \$US / MMBtu)⁶⁵



Par ailleurs, Énergir a évalué la volatilité des deux indices au fil du temps. Elle conclut qu'aucune tendance claire issue de cet exercice ne permet d'affirmer qu'un indice est systématiquement plus volatil que l'autre, à l'exception de l'année 2022, où les hausses soudaines des prix du gaz naturel s'expliquaient principalement par les répercussions de la guerre en Ukraine⁶⁶.

Énergir soutient que le respect de la stratégie actuelle, qui consiste à effectuer au moins la moitié des achats à terme sur la base de l'indice NYMEX, a eu pour effet d'augmenter le coût global d'approvisionnement par rapport aux achats effectués sur le marché au comptant au poste Dawn⁶⁷. Le coût total de la diversification est présenté dans le tableau 6 :

⁶³ Ibid.

⁶⁴ B-0193, p. 4, lignes 1 à 5.

⁶⁵ B-0193, p. 4, graphique 2.

⁶⁶ B-0193, p. 7, lignes 1 à 7.

⁶⁷ B-0193, p. 7, lignes 8 à 14.

Tableau 6 - Coût de la stratégie de diversification des achats d'avance⁶⁸

Année	AECO	NYMEX	NGX	Coût total de la diversification*
2015	(1 187)	(1 162)	229	(2 120)
2016		8 752	(142)	8 610
2017		6 790	27	6 816
2018		2 339	37	2 376
2019		12 355	4	12 359
2020		12 020	255	12 299
2021		(154)	756	662
2022		13 548	668	14 875
2023		15 828	1 119	16 947
2024		(2 094)	507	(1 581)

Le coût de la diversification comporte également une particularité : les achats fondés sur l'indice NYMEX doivent être majorés d'une composante liée à l'acheminement des molécules depuis la Louisiane jusqu'au point de Dawn, une condition généralement convenue à l'avance avec les fournisseurs au moment de conclure les transactions. En s'affranchissant de l'obligation d'atteindre une cible de 50 % des achats d'avance sur l'indice NYMEX, Énergir soutient qu'elle pourrait plutôt se concentrer sur les signaux de marché et ne recourir à des achats que lorsque les écarts de valeur entre les points de livraison s'avèrent avantageux pour sa clientèle⁶⁹.

En conséquence, Énergir demande à la Régie à ne plus fixer des pourcentages de volumes de manière prédéterminée pour les achats d'avance dans le cadre de sa diversification des achats aux indices NYMEX et NGX.

I. Analyse d'OC et recommandations

OC appuie l'approche suggérée par Énergir puisque la stratégie de diversification des indices de fourniture basée sur des pourcentages de volumes prédéterminés s'avère défavorable pour l'ensemble de la clientèle. En réponse à la DDR no 4 de la Régie, Énergir affirme qu'elle ne

⁶⁸ B-0193, p. 8, tableau 2.

⁶⁹ B-0193, p.9, lignes 1 à 4.

cherche pas à abolir les achats à l'indice NYMEX, mais simplement à favoriser les décisions d'achat prises sur les signaux de prix de marché⁷⁰. OC estime que le principe de minimisation des coûts devrait primer dans l'élaboration des stratégies d'approvisionnement.

De plus, OC considère que cette approche est plus appropriée, puisqu'elle permet de tenir compte des divers événements qui influencent l'offre et la demande dans les différents bassins de production, et qui se répercutent dans les prix des indices. À titre d'exemple, Énergir indique que le coût plus élevé des contrats indexés au NYMEX dans les dernières années peut s'expliquer par l'augmentation de la demande en électricité et par la croissance des capacités de liquéfaction et d'exportation de GNL⁷¹. Ces chocs exercent une pression à la hausse sur les prix du gaz naturel, tant sur les marchés au comptant qu'à terme, dans les carrefours du Sud, notamment au carrefour Henry. En parallèle, les contraintes de transport entre les régions du Sud et du Nord atténuent cette pression sur les prix observés dans les carrefours plus septentrionaux du continent.

Pour ces raisons, OC recommande à la Régie de :

- Approuver la proposition d'Énergir à ne plus fixer des pourcentages de volumes de manière prédéterminée pour les achats d'avance, tout en poursuivant la diversification des achats aux indices NYMEX et NGX.

6. Allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ

Afin de mieux refléter la durée de vie des mesures d'économie d'énergie subventionnées par les programmes du Plan global en efficacité énergétique (« PGEÉ »), Énergir propose de porter la période d'amortissement des aides financières de 10 à 15 ans⁷². Selon Énergir, cette modification correspond davantage à la durée de vie moyenne estimée des mesures d'économie d'énergie et de puissance soutenues par ces programmes. Elle permettrait également d'atténuer les impacts tarifaires futurs du PGEÉ. Énergir affirme également que sa demande est cohérente avec une

⁷⁰ B-0181, p. 19, réponse à la question 8.1.

⁷¹ B-0188, p. 11, réponse à la question 3.2.

⁷² B-0196, p. 3, lignes 10 à 15.

décision antérieure de la Régie qui établis à 15 ans la période d'amortissement appliquée aux aides financières relativement aux programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la puissance d'Hydro-Québec⁷³.

La durée de vie des mesures d'économies d'énergie subventionnées dans le cadre du PGEÉ est documentée dans les rapports annuels du programme et repose sur des études menées par des évaluateurs indépendants. Cette information figure également au tableau A-III de l'Annexe du présent mémoire. En somme, Énergir souhaite une meilleure concordance entre la période d'amortissement des aides financières de son PGEÉ et la durée de vie utile pondérée des mesures soutenues, de manière à rapprocher les coûts et les bénéfices associés aux économies d'énergie dont bénéficieront les clients du Programme⁷⁴.

Par ailleurs, l'analyse d'impact tarifaire marginal réalisé par Énergir démontre que l'allongement de la période d'amortissement des aides financières du PGEÉ de 10 à 15 ans entraînerait une réduction tarifaire cumulative de 8,6 M\$ sur une période de 10 ans, à partir de l'année financière 2025-2026. Par la suite, l'effet s'inverserait graduellement, pour culminer en un impact net à la hausse de 1,3 M\$ à la seizième année^{75 76}.

I. Analyse d'OC et recommandations

OC reconnaît d'emblée les raisons pour lesquelles Énergir estime que cette proposition pourrait s'avérer avantageuse pour sa clientèle. Celle-ci pourrait permettre de réduire, à court et moyen terme, la pression tarifaire liée au financement du PGEÉ. La proposition présente également, selon Énergir, une certaine cohérence réglementaire, dans la mesure où elle s'aligne avec la période d'amortissement actuellement approuvée par la Régie pour les programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la puissance d'Hydro-Québec. De plus, la durée de vie utile des mesures soutenues, estimée de manière indépendante par des firmes externes et consignée dans les rapports annuels du PGEÉ, constitue une référence neutre et crédible justifiant une prolongation de la période d'amortissement.

⁷³ B-0196, p. 3, lignes 10 à 22.

⁷⁴ B-0196, p. 4, lignes 14 à 18.

⁷⁵ B-0196, p. 6, lignes 1 à 12.

⁷⁶ Ce calcul repose sur un montant autorisé de 59 M\$ en aides financières pour 2025-2026, un coût en capital prospectif pondéré de 6,16 % avant impôts, et un taux d'imposition de 26,5 %

Toutefois, OC demeure préoccupée par les effets potentiels d'une telle modification sur l'équité intergénérationnelle du financement des programmes du PGEÉ. Un allongement de la période d'amortissement pourrait en effet reporter une part accrue des coûts sur les générations futures, sans qu'il soit assuré que celles-ci bénéficieront directement des économies d'énergie générées. De plus, l'augmentation du coût total du programme sur l'ensemble de la période amortie, combinée à l'incertitude entourant l'évolution du secteur gazier et du contexte économique canadien, soulève des réserves quant à la pleine justification d'une telle mesure à long terme. Enfin, en ce qui concerne l'argument de cohérence réglementaire entre différentes utilités, OC souligne que la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») applique des périodes d'amortissement distinctes pour FortisBC⁷⁷ et BC Hydro⁷⁸.

En somme, même si la proposition vise à améliorer l'adéquation entre les coûts et les bénéfices des mesures financées, OC a des réserves importantes quant à ses effets à long terme. Pour ces raisons, OC ne formule pas de recommandation à ce stade du dossier.

⁷⁷ British Columbia Utilities Commission (BCUC), [Decision G-10-19](#) – FortisBC Energy Inc. 2019–2022 Demand Side Management Plan, 2019.

⁷⁸ Demand Side Measures (DSM) Fiscal 2024, BC Hydro. Disponible [ici](#).

7. Sommaire des recommandations

OC recommande à la Régie de:

- Retenir le scénario bas comme scénario à privilégier ;
- Demander à Énergir de fournir une information plus détaillée sur les ajustements apportés au modèle de prévision de la demande volontaire de GSR et leur impact sur les volumes estimés, et ce, à partir de la prochaine cause tarifaire ;
- Approuver les modifications proposées au texte du PED, telles que présentées à l'annexe 1 de la pièce B-0194 ;
- Demander à Énergir de poursuivre ses efforts de commercialisation et de promotion des volets du PED auprès de sa clientèle.
- Approuver la demande d'Énergir visant à prendre acte de sa stratégie d'approvisionnement liée à l'Initiative, ainsi que du changement de nom de celle-ci pour l'Initiative pour la mesure, le suivi et la divulgation (IMSD) ;
- Demander à Énergir de fournir un balisage des utilités américaines ayant recours à la certification MiQ lors d'une éventuelle demande visant à l'inclure parmi les certifications admissibles aux primes de l'IMSD ;
- Approuver la proposition d'Énergir à ne plus fixer des pourcentages de volumes de manière prédéterminée pour les achats d'avance, tout en poursuivant la diversification des achats aux indices NYMEX et NGX ;
- Approuver l'élargissement temporaire du seuil d'admissibilité au CASS pour l'année 2025-2026 ;
- Approuver la proposition de soutien financier aux associations de consommateurs, jusqu'au dépôt de la prochaine proposition du CASS.

Le tout respectueusement soumis.

8. Annexe

Tableau A - I : Hypothèse retenues pour le marché financier (prix du gaz naturel)

	octobre (\$CAN/G.J)	nov.- mars (\$CAN/G.J)	avr.-sept. (\$CAN/G.J)	année (\$CAN/G.J)
2024-2025				
Prix à Empress	1,08	2,04	2,03	1,95
Prix à Dawn	2,49	4,43	4,58	4,34
Prix du service de fourniture de gaz naturel	2,57	3,47	5,02	4,17
2025-2026				
Prix à Empress	2,31	3,31	2,87	3,00
Prix à Dawn	4,53	5,35	4,45	4,83
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,96	5,02	4,95	4,98
2026-2027				
Prix à Empress	3,00	3,68	2,73	3,15
Prix à Dawn	4,61	5,17	4,09	4,58
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,85	4,90	4,81	4,85
2027-2028				
Prix à Empress	2,98	3,50	2,83	3,13
Prix à Dawn	4,29	5,02	3,95	4,42
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,71	4,78	4,69	4,73
2028-2029				
Prix à Empress	3,15	3,68	2,88	3,24
Prix à Dawn	4,18	4,93	3,81	4,31
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,58	4,67	4,63	4,64

Pièce B-0166, p. 7, tableau 4.

No. de dossier : R-4287-2024, phase 2

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c. à compter du 1er octobre 2025
Mémoire d'Option consommateurs

Tableau A - II : Livraisons de gaz naturel 2026-2029, marché petit et moyen débits

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

Pièce B-0166, p. 30, tableau 19.

No. de dossier : R-4287-2024, phase 2

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c. à compter du 1er octobre 2025
Mémoire d'Option consommateurs

Tableau A - III : Durée de vie des volets et programmes du PGEÉ en 2025-2026

Programme/volet	Durée de vie (ans)	Budget d'aides financières autorisé 2025-2026 (\$)
APPAREILS EFFICACES – RÉSIDENTIEL	11	380 000
Thermostats intelligents	10	310 000
Combo à condensation à haute efficacité (projet pilote)	18	70 000
SOUTIEN MFR	s. o.	661 100
Supplément MFR – Résidentiel	s. o.	1 100
Supplément MFR – CII	s. o.	660 000
APPAREILS EFFICACES – AFFAIRES	19	3 232 881
Chaudières à efficacité intermédiaire	20	60 000
Thermostat intelligent – petits clients CII (projet pilote)	16	35 000
Chaudières à condensation	20	2 581 924
Chauffe-eau à condensation	18	-
Infrarouge	17	176 631
Hotte à débit variable	15	181 638
Aérotherme à condensation	18	197 689
CONSTRUCTION ET RÉNOVATION EFFICACES	28	6 632 307
Rénovation	13	532 078
Nouvelle construction	30	6 100 228
DIAGNOSTICS ET MISE EN ŒUVRE EFFICACES	15	44 284 951
Études et implantation	15	40 078 333
Remise au point des syst. mécaniques des bâtiments	7	422 165
Système de gestion de l'énergie (projet pilote)	10	505 335
Entretien des purgeurs de vapeur (projet pilote)	8	2 099 500
Optimisation des chaufferies (projet pilote)	15	1 179 618
ÉNERGIE RENOVELABLE	34	1 953 322
Préchauffage solaire – air pour chauffage de l'espace	35	1 593 815
Préchauffage solaire – procédés et eau (projet pilote)	30	359 507
INNOVATION EFFICACE	5	1 837 500
Innovation	5	1 837 500
SENSIBILISATION	s. o.	-
DURÉE DE VIE MOYENNE/TOTAL PGEÉ	16,6	58 982 061

Pièce B-0196, p. 5, tableau 1.