

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2023-127	R-4213-2022	1 ^{er} novembre 2023
Phase 2		

PRÉSENTS :

Esther Falardeau
Louise Rozon
Simon Turmel
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c., à compter du 1^{er} octobre 2023

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^{es} Vincent Locas, Marie Lemay Lachance et Philip Thibodeau.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Hélène Sicard;

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^{es} Nicolas Dubé et Paule Hamelin;

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^{es} Steve Cadrin et Carolyne Fauteux-Filion;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)

représentée par M^{es} André Turmel et Gaëlle Obadia;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAMÉ)

représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^{es} Franklin S. Gertler et Eugénie Veilleux;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétique (RTIÉÉ)

représenté par M^e Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	7
2.	CONCLUSIONS PRINCIPALES	10
3.	PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2024-2027	10
	3.1 Vision à long terme	11
	3.2 Prévision des livraisons globales.....	15
	3.3 Stratégie d'approvisionnement pour l'année 2023-2024	20
	3.4 Prévision d'approvisionnement et de distribution de gaz de source renouvelable	24
	3.5 Contrat d'entreposage entré en vigueur le 1 ^{er} avril 2023.....	27
	3.6 Remplacement des capacités d'entreposage à Dawn au 1 ^{er} avril 2024	29
	3.7 Initiative d'approvisionnement responsable.....	31
4.	PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES..	36
	4.1 Principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service.....	36
	4.2 Opinion de la Régie.....	37
5.	REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE	37
	5.1 Revenu requis.....	37
	5.2 Ajustement tarifaire.....	39
	5.3 Opinion de la Régie.....	44
6.	DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION	45
	6.1 Application de la formule paramétrique.....	45
	6.2 Opinion de la Régie.....	46
7.	DÉVELOPPEMENT DES VENTES	46
	7.1 Plan de développement des ventes 2023-2024	46
	7.2 Taux de frais généraux entrepreneurs.....	47
	7.3 Opinion de la Régie.....	47
8.	PLAN PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS.....	48
	8.1 Proposition d'Énergir.....	48
	8.2 Opinion de la Régie.....	50
9.	PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DONT LE COÛT INDIVIDUEL EST INFÉRIEUR AU SEUIL RÉGLEMENTAIRE	51

9.1	Proposition d'Énergir.....	51
9.2	Opinion de la Régie.....	52
10.	BASE DE TARIFICATION	53
10.1	Additions à la base de tarification	53
10.2	Établissement de la base de tarification	55
10.3	Opinion de la Régie.....	56
11.	STRATÉGIE FINANCIÈRE	56
11.1	Proposition d'Énergir.....	56
11.2	Opinion de la Régie.....	57
12.	PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	58
12.1	Budget du Plan global en efficacité énergétique.....	58
12.2	Limites de dépassement budgétaire de 15 %	60
12.3	Diagnostics et Mise en œuvre efficaces.....	62
12.4	Programme <i>Énergie renouvelable</i>	67
12.5	Nouveaux volets <i>Entretien des purgeurs de vapeur et Optimisation des chaufferies</i>	68
12.6	Retraits de volets existants au PGEÉ	70
12.7	Calendrier d'évaluation et Étude des potentiels d'économies d'énergie.....	71
12.8	Intégration des bénéfices non énergétiques dans les tests économiques	73
13.	COMPTES D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP) ET AU SOUTIEN SOCIAL (CASS).....	78
13.1	Le CASEP	78
13.2	Le CASS.....	80
14.	PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION	81
14.1	Proposition d'Énergir.....	81
14.2	Position des intervenants.....	85
14.3	Commentaires d'Énergir sur les recommandations des intervenants.....	86
14.4	Opinion de la Régie.....	87
15.	SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-140 PORTANT SUR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES.....	88
16.	STRATÉGIE D'ACHATS DES DROITS D'ÉMISSION DE GES POUR LA PÉRIODE DE CONFORMITÉ 2027-2029.....	89
16.1	Proposition d'Énergir.....	89
16.2	Opinion de la Régie.....	90

17.	MODIFICATIONS AU TARIF DE RÉCEPTION ET AUX SEUILS DE DÉSÉQUILIBRE	91
17.1	Méthode d'établissement des taux – Volet <i>Distribution</i>	91
17.2	Seuils de déséquilibre.....	96
18.	STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 2022-2023	102
18.1	Tarifs provisoires à compter du 1 ^{er} octobre 2023.....	102
18.2	Établissement des prix de fourniture du GSR et de la contribution au verdissement du réseau gazier.....	102
18.3	Tarifs de distribution	105
18.4	Tarif de transport	106
18.5	Tarif d'équilibrage.....	106
18.6	Tarif de réception	107
18.7	Opinion de la Régie.....	109
19.	MODIFICATIONS TARIFAIRES AU SERVICE SPEDE.....	110
19.1	Proposition d'Énergir.....	110
19.2	Opinion de la Régie.....	112
20.	PROPOSITIONS DE MESURES TARIFAIRES VISANT LES CLIENTS UTILISANT LE GAZ NATUREL COMME ÉNERGIE D'APPOINT	113
20.1	Proposition d'Énergir.....	113
20.2	Position des intervenants.....	124
20.3	Commentaires d'Énergir sur la position de l'ACIG.....	125
20.4	Opinion de la Régie.....	125
21.	AUTRES MODIFICATIONS AU TEXTE DES CST	127
22.	DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL	128
22.1	Demande d'Énergir.....	128
22.2	Opinion de la Régie.....	132
	DISPOSITIF	133
	ANNEXE 1 : LISTE DES ACRONYMES.....	136
	ANNEXE 2 : MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DU PRIX DU SPEDE ET INFORMATIONS À PRÉSENTER AU SOUTIEN DU TARIF TRIMESTRIEL ...	138

1. INTRODUCTION

[1] Le 11 novembre 2022, Énergir, s.e.c. (le Distributeur ou Énergir) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31, 32, 34, 48, 49, 52, 72, 73 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* (les CST) à compter du 1^{er} octobre 2023, ainsi que certaines pièces à son soutien.

[2] Le 21 novembre 2022, la Régie rend sa décision D-2022-135², par laquelle elle accepte de procéder à l'examen du dossier en deux phases.

[3] Les 11 avril et 10 mai 2023, la Régie rend ses décisions procédurales D-2023-043³ et D-2023-059⁴ portant sur la phase 2 du présent dossier.

[4] Le 24 mai 2023, Énergir dépose une demande réamendée visant notamment l'approbation des caractéristiques du contrat d'approvisionnement en gaz de source renouvelable (GSR) conclu avec NW Natural Renewables (NWNR).

[5] Les 26 mai et 9 juin 2023, Énergir dépose une deuxième et une troisième demande réamendée ainsi que les pièces à leur soutien.

[6] Le 19 juin 2023, la Régie rend sa décision D-2023-074⁵ portant sur les sujets d'intervention, les budgets de participation, certains sujets d'examen, le calendrier de traitement et le tarif de réception de WAGA (Saint-Étienne-des-Grès) pour l'année 2022-2023. Elle autorise également la création d'une phase 3 au présent dossier.

[7] Entre le 22 juin et le 17 juillet 2023, Énergir dépose une quatrième, une cinquième, une sixième et une septième demande réamendée, ainsi que les pièces à leur soutien.

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Décision [D-2022-135](#).

³ Décision [D-2023-043](#).

⁴ Décision [D-2023-059](#).

⁵ Décision [D-2023-074](#).

[8] Le 19 juillet 2023, la Régie rend sa décision D-2023-091⁶ sur le tarif de réception de WAGA (Saint-Étienne-des-Grès) révisé pour l'année 2022-2023.

[9] Le 21 juillet 2023, l'ACIG, l'AHQ-ARQ, le GRAME, le ROEÉ et le RTIEÉ déposent leur mémoire. OC dépose ses conclusions et met fin à sa participation au dossier. La FCEI dépose son mémoire le 25 juillet 2023.

[10] Les 9 et 17 août 2023, Énergir dépose une huitième et une neuvième demande réamendée ainsi que les pièces à leur soutien. Elle demande notamment l'approbation des caractéristiques du contrat d'approvisionnement en GSR conclu avec US Venture.

[11] Le 17 août 2023, la Régie tient une audience sur la demande relative à l'approbation des caractéristiques du contrat d'approvisionnement en GSR conclu avec NWNR, date à laquelle elle entame son délibéré.

[12] Le 18 août 2023, la Régie ajoute les enjeux suivants au présent dossier, qu'elle précise le 5 septembre 2023 :

1. L'opportunité de revoir le mode de calcul du maximum des volumes de GSR contractés déterminé aux paragraphes 203 et 210 de la décision D-2023-022⁷, qui sert de balise pour la caractéristique autorisée relative aux volumes.
2. L'opportunité de revoir la pertinence d'approuver les trois caractéristiques des contrats d'approvisionnement en GSR (relatives à la durée, aux volumes et au prix), plutôt qu'uniquement celles qui ne satisfont pas aux caractéristiques autorisées par la décision D-2023-022⁸.

[13] Le 29 août 2023, Énergir dépose une 10^e demande réamendée⁹ ainsi que les pièces à son soutien. Le 31 août 2023, Énergir dépose une 11^e demande réamendée dans le cadre de la phase 3 du présent dossier.

⁶ Décision [D-2023-091](#).

⁷ Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#), p. 54 à 56.

⁸ Pièces [A-0060](#) et [A-0066](#).

⁹ Pièce [B-0267](#).

[14] Du 7 au 12 septembre 2023, la Régie tient une audience, au terme de laquelle elle entame son délibéré sur les conclusions recherchées dans la 10^e demande réamendée, autres que celle visant la demande d’approbation des caractéristiques du contrat conclu avec NWNR.

[15] Également, au terme de cette audience, la Régie rend sa décision, séance tenante, sur l’application provisoire des tarifs 2023-2024 à compter du 1^{er} octobre 2023¹⁰.

[16] Le 14 septembre 2023, Énergir dépose une 12^e demande réamendée (la Demande)¹¹ ainsi que la pièce B-0303 à son soutien portant sur les enjeux ajoutés par la Régie à la suite de l’audience du 17 août 2023.

[17] Le 19 septembre 2023, par sa décision D-2023-108¹², la Régie approuve les caractéristiques du contrat d’approvisionnement en GSR conclu avec NWNR, ainsi que la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport.

[18] Le 2 octobre 2023, la FCEI, le GRAME et le RTIEÉ déposent leur mémoire sur la proposition d’Énergir portant sur les enjeux ajoutés par la Régie à la suite de l’audience du 17 août 2023.

[19] Le 6 octobre 2023, la Régie tient une audience en mode hybride sur les enjeux ajoutés à la suite de l’audience du 17 août 2023.

[20] Le 10 octobre 2023, la Régie rend sa décision partielle sur le fond D-2023-113¹³ portant sur les modifications aux suivis des projets d’investissement déposés dans les rapports annuels ainsi que sur les modifications aux pièces du dossier tarifaire, dont le retrait des ventes sans raccordement des plans de développement, et aux suivis afférents. Elle se prononce également sur la demande d’Énergir relative à la clientèle interruptible considérée comme incapable de s’interrompre, incluant l’ajout de l’article 14.4.2.7 aux CST.

¹⁰ Pièce [A-0076](#), p. 293 à 295.

¹¹ Pièce [B-0301](#).

¹² Décision [D-2023-108](#).

¹³ Décision [D-2023-116](#).

[21] Le 18 octobre 2023, la Régie rend sa décision D-2023-117¹⁴ portant sur le mode de calcul du maximum des volumes de GSR contractés, qui sert de balise pour la caractéristique autorisée relative aux volumes de GSR, ainsi que sur la pertinence d'approuver les trois caractéristiques d'un contrat d'approvisionnement en GSR plutôt qu'uniquement celles qui ne satisfont pas aux caractéristiques approuvées par la Régie dans sa décision D-2023-022. De plus, la Régie cesse l'examen de la demande d'Énergir relative à l'approbation des caractéristiques du contrat conclu avec US Venture.

[22] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les autres conclusions recherchées par Énergir dans sa Demande.

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES

[23] La Régie accueille les autres conclusions recherchées par Énergir, telles que proposées dans sa Demande.

[24] Par ailleurs, la Régie demande à Énergir de déposer des informations additionnelles pour l'établissement du tarif trimestriel du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) et les demandes d'approbation du tarif de réception pour un nouveau producteur de GSR.

3. PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2024-2027

[25] Le plan d'approvisionnement 2024-2027 (le Plan d'approvisionnement) est préparé en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le Règlement)¹⁵. Il couvre le plan annuel et le plan quadriennal, tant au niveau de la prévision de la demande, par type de clientèle, que des approvisionnements gaziers.

¹⁴ Décision [D-2023-117](#).

¹⁵ [RLRQ c. 6.01, r. 8](#).

[26] Au soutien du Plan d’approvisionnement, Énergir expose sa vision à long terme du contexte gazier au Canada et aux États-Unis. Elle explique le contexte économique et énergétique dans lequel elle prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que les perspectives à court et à moyen termes à l’égard du prix du gaz naturel.

[27] Le Distributeur présente les prévisions de livraison pour l’année en cours établies lors de l’exercice budgétaire 4/8 2022-2023 (4 mois réels/8 mois projetés) utilisées comme point de départ dans le présent dossier, ainsi que les prévisions de livraison à l’horizon 2027.

[28] Pour répondre à la demande prévue sur l’horizon du Plan d’approvisionnement, Énergir aborde de façon explicite les orientations envisagées et les actions prises sur l’horizon 2024-2027 incluant, notamment, les données particulières à la planification de l’année tarifaire 2023-2024. Par sa structure d’approvisionnement, Énergir vise à assurer la sécurité d’approvisionnement tout en veillant à ce que le tarif qui en découle soit juste et raisonnable.

[29] La Régie note que le Plan d’approvisionnement est établi conformément aux dispositions du Règlement.

[30] Pour ce motif et ceux présentés aux sections suivantes, la Régie approuve le Plan d’approvisionnement d’Énergir. Elle prend acte de la stratégie d’approvisionnement proposée pour l’année 2023-2024 permettant de combler le déficit d’outils d’approvisionnement établi à $161\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

3.1 VISION À LONG TERME

3.1.1 DEMANDE D’ÉNERGIR

[31] Énergir présente sa vision à long terme en matière d’approvisionnement en gaz naturel dans la pièce B-0051. Les éléments de contexte dans lesquels s’inscrit cette vision à l’horizon 2027 sont les suivants :

«

- *Malgré un rythme de croissance modéré, la production américaine de gaz naturel atteindra des niveaux lui permettant de mieux contenir la demande totale et la volatilité des prix;*
- *La consommation domestique de gaz naturel demeure sensible aux variations de température. Après un été chaud qui a propulsé les prix, un hiver moins froid les a ramenés à des minimums historiques;*
- *Les capacités américaines d'exportation de GNL demeurent stables jusqu'en 2025;*
- *Les prix du gaz naturel devraient se maintenir dans une fourchette de 4 \$/GJ à 6 \$/GJ d'ici 2027;*
- *La production nord-américaine de GSR doit maintenir, voire accroître son rythme de croissance pour satisfaire une demande qui augmente fortement;*
- *Pour stimuler cette production, de nombreux programmes offrent une valorisation de plus en plus importante qui élève les prix de vente de la ressource;*
- *À l'échelle continentale, une forte compétition s'installe entre les acheteurs de GSR des différents secteurs »¹⁶.*

[32] Pour le contexte gazier au Canada et aux États-Unis, Énergir commente les impacts découlant du contexte international et présente, de façon plus spécifique, la production, la demande ainsi que l'entreposage de gaz naturel. En ce qui a trait au prix du gaz naturel, elle présente les prix à Empress et à Dawn, ainsi que le différentiel de prix pour les hivers 2021-2022 et 2022-2023. Elle présente également les attentes à court et à moyen termes à l'égard du prix du gaz naturel.

[33] Depuis le dossier tarifaire 2022-2023, Énergir présente également les tendances de l'évolution du marché nord-américain du GSR, en suivi de la décision D-2023-022¹⁷.

3.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[34] Le RTIEÉ recommande¹⁸ de rejeter la vision à long terme de l'évolution du marché gazier au Québec, telle qu'exprimée dans la pièce B-0051, et de plutôt reconnaître celle formulée dans les documents corporatifs d'Énergir et en mot d'ouverture lors de l'audience.

¹⁶ Pièce [B-0051](#), p. 7 et annexe 1.

¹⁷ Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#), p. 103, par. 419.

¹⁸ Pièce [C-RTIEÉ-0052](#), p. 3 et 4, recommandation 2.2.1.1 modifiée.

[35] Le RTIEÉ soumet que cette évolution du marché gazier au Québec aurait manifestement des effets sur les approvisionnements, sur la stratégie de distribution d'Énergir et de développement de son réseau ainsi que sur les services à haute valeur ajoutée vers lesquels Énergir annonce vouloir réorienter son modèle d'affaires (efficacité énergétique, gestion de l'énergie, etc.) et dont elle fait état notamment dans les déclarations de sa haute direction et dans son Plan de résilience climatique 2022.

[36] Selon l'intervenant, la « vision à long terme » d'Énergir constitue un outil permettant à la Régie et aux participants de mieux « voir venir » l'impact des changements anticipés sur les divers aspects réglementaires (approvisionnements, coûts, structure de la clientèle, répartition de la demande dans le temps, incluant les projections de la demande volontaire en GSR, etc.).

3.1.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LES RECOMMANDATIONS DU RTIEÉ

[37] Dans son argumentation¹⁹, Énergir rappelle que la vision à long terme du contexte gazier présentée dans la pièce B-0051 permet de préparer le plan d'approvisionnement pour une année tarifaire donnée. La vision du contexte gazier à l'horizon 2027 est différente de la vision à long terme d'Énergir à l'horizon 2050, d'où une possible confusion. Elle rappelle également que ce n'est que depuis le dossier tarifaire 2022-2023 qu'elle a décidé, pour des raisons de logistique interne, de scinder la pièce connue sous le nom de « Plan d'approvisionnement gazier » en trois documents distincts : i) la vision à long terme du contexte gazier, ii) la prévision des livraisons ainsi que iii) le contexte et la stratégie d'approvisionnement. Énergir souligne que ces trois documents doivent tout de même être considérés et utilisés comme un tout pour former le plan d'approvisionnement gazier, en plus des autres pièces de la série « H » traitant de certains aspects particuliers de ce même plan.

[38] Énergir soumet que son Plan d'approvisionnement, incluant la vision à long terme du contexte gazier, respecte en tout point le Règlement tout comme le Guide de dépôt fraîchement mis à jour en avril 2023²⁰, ainsi que les ordonnances passées rendues par la Régie; la plus récente étant la décision D-2023-022 rendue dans le cadre de l'Étape D du dossier R-4008-2017 et ayant amené l'ajout d'une section relative aux tendances sur le marché du GSR.

¹⁹ Pièce [B-0298](#), p. 8 et 9.

²⁰ [Guide de dépôt pour Énergir, s.e.c.](#), section 3, p. 10 à 14.

[39] Elle mentionne aussi que de nombreuses informations complémentaires sont fournies dans les dossiers du rapport annuel, informations qui seront bonifiées dès le prochain rapport annuel, conformément au paragraphe 57 de la décision D-2023-102 rendue dans le dossier du rapport annuel 2022²¹.

[40] Énergir constate que le RTIEÉ cherche à changer l'orientation même des renseignements présentés annuellement au soutien de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement, à la satisfaction de la Régie. Or, la position de l'intervenant quant au contexte énergétique et aux changements règlementaires est davantage prise en compte dans la prévision de la demande²².

[41] Pour ces raisons, Énergir demande à la Régie de ne pas accueillir les recommandations du RTIEÉ relatives à la vision à long terme présentée dans la pièce B-0051.

3.1.4 OPINION DE LA RÉGIE

[42] La Régie ne retient pas la recommandation du RTIEÉ visant le rejet de la vision à long terme exprimée par Énergir dans la pièce B-0051 et son remplacement par une vision à très long terme. D'une part, l'intervenant n'a pas fait la démonstration que le contenu de cette pièce n'est pas conforme au Règlement. De plus, le lien que fait l'intervenant avec le Plan d'approvisionnement est somme toute très ténu.

[43] Par ailleurs, le contexte d'affaires d'Énergir et ses décisions stratégiques visant la valorisation des actifs en distribution ne sont pas de même nature que les renseignements exigés par le Règlement.

[44] En ce qui a trait aux effets réglementaires invoqués par le RTIEÉ, la Régie juge important de souligner que la continuité de l'exploitation d'Énergir est un principe fondamental à la base de toute demande qui lui est soumise, que ce soit dans les dossiers tarifaires annuels, les dossiers de rapport annuel, les dossiers spécifiques tels les dossiers

²¹ Dossier R-4209-2022 Phase 1, décision [D-2023-102](#), p. 16.

²² Pièce [A-0076](#), p. 53.

R-3867-2013²³, R-4008-2017²⁴, R-4156-2021²⁵, R-4169-2021²⁶, ou les dossiers d'investissement majeur, dont le coût est supérieur à 4 M\$. Conséquemment, la continuité de l'exploitation d'Énergir est également à la base de toute décision rendue par la Régie et, par le fait même, le contexte d'affaires dans lequel elle évolue.

3.2 PRÉVISION DES LIVRAISONS GLOBALES

3.2.1 SCÉNARIOS DE BASE, HAUT ET BAS

[45] En fonction des hypothèses économiques et énergétiques retenues et de la révision volumétrique 4/8 de l'année 2023, le Distributeur établit la prévision de la demande de la clientèle selon le scénario de base du Plan d'approvisionnement comme suit :

TABLEAU 1
DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE)

Catégorie de clientèle	2022-2023* (10 ⁶ m ³)	2023-2024 (10 ⁶ m ³)	2024-2025 (10 ⁶ m ³)	2025-2026 (10 ⁶ m ³)	2026-2027 (10 ⁶ m ³)
Service continu	5 831,5	5 794,4	5 725,2	5 908,1	5 814,3
Grandes entreprises	2 807,7	2 802,6	2 777,6	2 984,5	2 931,8
Petit et moyen débits (PMD)	3 023,8	2 991,8	2 947,6	2 923,7	2 882,6
Service interruptible	365,5	349,8	327,0	326,1	324,2
Contrat régulier	283,5	269,8	247,0	246,1	244,2
Contrat gaz d'appoint	82,0	80,0	80,0	80,0	80,0
TOTAL - Plan 2024-2027	6 197,0	6 144,2	6 052,2	6 234,3	6 138,5
TOTAL - Plan 2023-2026	6 198,2	6 180,7	6 312,9	6 250,1	s/o

* Livraisons prévues lors de la révision volumétrique 4/8 2022-2023. Volumes après interruptions pour les 4 mois réels.

Source : Pièce [B-0052](#), p. 30 et 36.

²³ Dossier [R-3867-2013](#), Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire d'Énergir.

²⁴ Dossier [R-4008-2017](#), Demande concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable.

²⁵ Dossier [R-4156-2021](#), Demande conjointe d'Énergir, de Gazifère et d'Intragaz, relative à la fixation de taux de rendement et de structures de capital.

²⁶ Dossier [R-4169-2021](#), Demande d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution et d'Énergir relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments.

[46] Entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2023-2024, une baisse de 0,85 % est anticipée. Entre les années 2023-2024 et 2026-2027, le Distributeur anticipe une croissance de 3,26 % de la demande du marché Grandes entreprises (GE) (services continu et interruptible) et une diminution de 3,65 % de la demande du marché Petit et moyen débits (PMD). Au global, Énergir prévoit une diminution de la demande en gaz naturel de 0,09 %.

[47] Pour le marché GE, les volumes globaux diminueront à l'horizon 2025 du fait de l'effritement des volumes causé par l'efficacité énergétique et des pertes face à l'électricité. Toutefois, ces pertes sont en partie compensées par les fluctuations de production et les nouvelles ventes. À compter de 2025-2026, la consommation de deux nouveaux clients du secteur de la métallurgie explique la hausse importante des livraisons par rapport aux années précédentes, alors que l'effritement des volumes causé par l'efficacité énergétique demeure constant.

[48] Pour le marché PMD, Énergir prévoit une baisse des livraisons en 2024 expliquée par la faible croissance anticipée du produit intérieur brut. De plus, l'augmentation des livraisons causée par la maturation des nouvelles ventes est contrebalancée en partie par l'offre biénergie et les mesures d'efficacité énergétique.

[49] Énergir présente également la prévision de la demande à l'horizon 2027 selon des scénarios haut et bas établis à partir du scénario de base. Ces scénarios permettent d'évaluer la demande maximale et minimale de gaz naturel pour la durée du Plan d'approvisionnement. À cette fin, les hypothèses économiques et énergétiques du scénario de base sont ajustées. De plus, dans le cas du marché GE, les volumes de plusieurs clients sont ajustés à la hausse ou à la baisse, en tenant compte de conditions favorables ou défavorables propres à chacun et pouvant influencer leur consommation. Également, des projets sont inclus ou exclus du scénario de base en fonction de leur probabilité de réalisation.

3.2.2 SITUATION CONCURRENTIELLE

[50] La situation concurrentielle du gaz naturel présentée au Plan d'approvisionnement illustre la position relative de la facture de consommation de gaz naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la clientèle²⁷. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des équipements ainsi que les taxes sont

²⁷ Pièce [B-0052](#), p. 12 à 15.

exclus dans ce calcul. De plus, en suivi de la décision D-2022-123²⁸, le tarif de contribution au verdissement du réseau gazier est inclus dans le calcul de la situation concurrentielle. Ce tarif étant nul pour 2022-2023, il n'a donc aucun impact sur la position concurrentielle présentée au présent dossier.

[51] Les mesures de la situation concurrentielle pour les quatre années du Plan d'approvisionnement sont établies à partir des prévisions de prix « Futures » offertes sur le marché pour le gaz naturel et les produits pétroliers. Les tarifs de distribution, de transport, d'équilibrage et d'ajustements reliés aux inventaires utilisés représentent ceux actuellement en vigueur.

[52] Enfin, le Distributeur a remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles de taux établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par des firmes spécialisées, auxquelles sont ajoutés des coûts d'ajustement. Cependant, pour les clients au palier 4.7 qui sont reconnus « émetteurs » au sens de la réglementation applicable, le coût du SPEDE est exclu dans le calcul de la position concurrentielle.

[53] Énergir prévoit que le gaz naturel maintiendra une situation concurrentielle favorable dans les marchés GE et Affaires lorsqu'ils sont comparés au mazout n° 6, au mazout n° 2 et à l'électricité sur la durée du Plan d'approvisionnement. Pour le marché résidentiel, Énergir anticipe une situation concurrentielle généralement défavorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie. Seuls quelques cas types ont une position concurrentielle favorable face à l'électricité standard. Cependant, la facture de la biénergie est toujours plus avantageuse par rapport à la facture du gaz naturel et de l'électricité (à l'exception de la facture électrique pour l'unité d'habitation de petite taille).

3.2.3 POSITION DES INTERVENANTS

[54] L'AHQ-ARQ est d'avis que la prévision relative aux deux nouveaux clients à compter de 2025-2026 est trop optimiste. Une prévision plus centrée serait de prévoir l'arrivée de l'un des deux clients à compter de 2025-2026 et de l'autre à compter de 2026-2027. L'intervenant recommande donc une modification de la prévision des

²⁸ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2023-123](#), p. 22, par. 69.

livraisons pour le marché GE afin que le volume prévu de 201 10⁶m³ soit réparti sur deux années, soit une moitié en 2025-2026 et l'autre en 2026-2027²⁹.

[55] Le ROEE recommande d'adopter le scénario bas pour ce qui est de la prévision des ventes. Selon l'intervenant, les considérations environnementales et sociales ainsi que de développement durable face à l'urgence climatique ne sont pas suffisamment prises en compte aux fins du Plan d'approvisionnement. À cet égard, il observe que les politiques internationales s'orientent de plus en plus vers l'interdiction du gaz naturel dans les nouvelles constructions ou pour le renouvellement d'équipements. Le ROEE observe ce mouvement également dans les municipalités québécoises. De plus, il constate une demande faible dans le marché PMD due à une situation concurrentielle défavorable et une diminution des mises en chantier rapportées par l'Association des professionnels de la construction et de l'habitation du Québec³⁰.

3.2.4 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LES RECOMMANDATIONS DES INTERVENANTS

[56] Énergir demande à la Régie de ne pas donner suite aux recommandations de l'AHQ-ARQ et du ROEE. Le Distributeur soumet que leurs analyses semblent davantage qualitatives que quantitatives dans la mesure où elles ne sont basées sur aucune méthodologie probante contrairement à la prévision de la demande qu'il a soumise³¹.

[57] Énergir soumet que la prévision des livraisons est le fruit d'une analyse réfléchie reposant sur une méthode rigoureuse reconnue maintes fois par la Régie, la dernière en liste étant la décision D-2022-123³². Il en va de même plus spécifiquement pour la méthodologie d'évaluation de la probabilité de réalisation des projets qui a fait l'objet d'un examen approfondi par la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2019-2020 en lien avec l'établissement de la marge excédentaire des capacités de transport³³.

[58] Énergir souligne que la prévision de la demande et le scénario de base qui en découle tiennent également compte des changements règlementaires et de politiques énergétiques,

²⁹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0025](#), p. 7.

³⁰ Pièce [C-ROEE-0043](#), p. 3 à 7.

³¹ Pièce [B-0298](#), p. 3.

³² Dossier R-4177-2021, décision [D-2022-123](#), p. 21 et 22, section 4.1.

³³ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2029-141](#), p. 36 à 46.

ainsi que des différents éléments contextuels susceptibles de l'affecter tout comme de l'impact des solutions de décarbonation, au fur et à mesure qu'elles sont mises en place.

[59] De surcroît, cet exercice d'évaluation de la prévision de la demande est effectué sur une base annuelle au dossier tarifaire tout comme la révision des probabilités de réalisation des projets.

3.2.5 OPINION DE LA RÉGIE

[60] La Régie constate que la prévision de la demande est établie de la même manière que celle présentée dans le cadre des dossiers tarifaires des dernières années. À cet égard, elle réitère ses conclusions énoncées dans la décision D-2022-123 selon laquelle la prévision de la demande est déterminée selon une méthode rigoureuse qui a été examinée notamment dans le dossier R-4076-2018, et qui a fait ses preuves depuis. De plus, dans sa décision D-2019-141³⁴, la Régie retenait que la prévision de pointe sur un horizon d'un an était adéquate. À cet égard, la Régie note que selon la pièce B-0109³⁵, les prévisions des livraisons de l'année 2022-2023 après normalisation, basées sur quatre mois de données réelles, sont comparables aux livraisons prévues dans le dossier R-4177-2022. Cette observation était également vraie dans le dossier R-4151-2021, pour la prévision des livraisons de l'année de base 2021-2022, comparativement aux livraisons prévues.

[61] Tout comme au dossier tarifaire de l'année dernière, les arguments avancés par les intervenants au présent dossier ne permettent pas de conclure à la présence d'un enjeu en termes d'acuité des prévisions des livraisons de l'année témoin qui nécessiterait de réviser à la baisse la prévision des livraisons. **En conséquence, la Régie ne retient pas les recommandations de l'AHQ-ARQ ni celles du ROÉÉ.**

³⁴ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 63.

³⁵ Pièce [B-0109](#).

3.3 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT POUR L'ANNÉE 2023-2024

3.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[62] Afin de répondre aux besoins établis, Énergir doit détenir les outils d'approvisionnement nécessaires pour satisfaire la demande continue des clients en journée de pointe et la demande saisonnière des clients aux services continu et interruptible. Ces outils doivent, par ailleurs, être suffisamment flexibles pour s'adapter aux fluctuations de la demande dues au climat et à l'économie.

[63] Énergir affirme optimiser les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils : des capacités de transport depuis le sud de l'Ontario et de l'Alberta, des transactions d'échanges, de l'entreposage à l'intérieur et à l'extérieur de son territoire, des livraisons en franchise et du service de pointe. Énergir réitère que sa stratégie vise la mise en place d'un portefeuille d'outils variés et, dans la mesure du possible, échelonnés dans le temps.

[64] Dans la pièce B-0259³⁶, Énergir présente les orientations envisagées et les actions prises sur l'horizon du Plan d'approvisionnement en matière notamment de transport, de fourniture du gaz naturel et d'équilibrage. Elle présente également les contrats d'approvisionnement existants ainsi que la planification à l'horizon 2027.

[65] À l'horizon 2027, Énergir identifie les déficits ou excédents d'outils d'approvisionnement comme suit :

TABLEAU 2
DÉFICITS/EXCÉDENTS D'APPROVISIONNEMENT À L'HORIZON 2027

Année du plan	Excédents (déficits) d'outils en transport <i>10³m³/jour</i>
2023-2024	(161)
2024-2025	406
2025-2026	118
2026-2027	1 131

Source : Pièce [B-0259](#), p. 20 et 24.

³⁶ Pièce [B-0259](#), p. 6 à 19.

[66] Pour l'année 2023-2024 et les suivantes, Énergir ne planifie pas l'ajout de capacités de transport pour répondre à la marge excédentaire prévue à l'article 72 de la Loi.

Planification d'approvisionnements pour l'année 2023-2024

[67] Dans sa décision D-2009-156, la Régie acceptait que le débit quotidien des outils d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé selon la valeur maximale des outils requis pour répondre à la demande continue en journée de pointe ou de la valeur requise pour répondre à la demande saisonnière de l'hiver extrême.

[68] Au présent dossier, Énergir évalue le débit quotidien requis pour répondre à la demande continue en journée de pointe à $36\,780\,10^3\text{m}^3$ et le débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême à $35\,645\,10^3\text{m}^3$ ³⁷.

[69] Ainsi, pour l'année 2023-2024, Énergir établit le plan d'approvisionnement afin de satisfaire la demande prévue lors de la journée de pointe à $36\,780\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Cette demande prévue inclut la consommation des clients au service interruptible considérés comme étant incapables de s'interrompre, basée sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe 2022-2023³⁸.

[70] Considérant que le débit disponible en fonction des outils d'approvisionnement est de $36\,618\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, Énergir établit un léger déficit de $161\,10^3\text{m}^3$ à combler pour l'hiver 2023-2024.

[71] Énergir présente les outils d'approvisionnement pour répondre aux besoins présentés au tableau 5 de la pièce B-0259. Comme par les années passées, Énergir a notamment intégré la possibilité d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL comme outil de pointe. De plus, la production de GSR est considérée dans les outils d'approvisionnement en pointe, dans la mesure où les quantités produites quotidiennement sont stables³⁹.

[72] Pour combler le déficit d'outils de $161\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, Énergir prévoit souscrire à un service de pointe pour l'année 2023-2024, comme elle l'a fait en 2022-2023. Considérant qu'il n'existe pas d'alternative disponible sur le marché à la structure d'approvisionnement

³⁷ Pièce [B-0259](#), p. 22.

³⁸ Décision [D-2023-116](#), p. 33.

³⁹ Pièce [B-0259](#), p. 10, 22 à 24 et annexe 6.

retenue pour l'année 2023-2024, Énergir précise qu'il n'y a pas lieu de procéder à une analyse de rentabilité pour le Plan d'approvisionnement.

Établissement de la demande continue en journée de pointe

[73] Pour le calcul de la journée de pointe, Énergir a retenu les données relatives à la demande de l'hiver 2019-2020 plutôt que celles de l'hiver 2021-2022 pour établir la demande des clients au service continu visés par la régression linéaire. Selon Énergir, la régression basée sur la demande de l'hiver 2021-2022 génère une variation de la pointe qui ne suit pas la variation du volume projeté pour l'hiver 2023-2024. En analysant les paramètres, le facteur DJ*V augmente de façon importante comparativement aux années précédentes, la valeur de ce coefficient étant environ deux fois plus élevée que la moyenne des dix dernières années.

[74] Énergir explique que l'impact d'une vitesse de vent donné dans la régression de l'hiver 2023-2024 basé sur l'hiver 2021-2022 fait augmenter le besoin de pointe généré par ce facteur de près de 50 % par rapport aux deux derniers dossiers tarifaires, toutes choses étant égales par ailleurs. Considérant l'absence d'explication plausible, Énergir ne peut exclure la présence d'une erreur d'échantillonnage. Ainsi, la demande de l'hiver 2019-2020 est retenue à nouveau pour le calcul de la journée de pointe de l'hiver 2023-2024⁴⁰.

[75] En réponse à l'engagement n° 1 demandé par la FCEI⁴¹ lors de l'audience, Énergir produit un graphique montrant l'évolution du facteur DJ*V pour les hivers 2013-2014 à 2021-2022. Comme ce graphique permet d'illustrer l'impact du choix de l'année de base sur la régression, les valeurs du paramètre DJ*V sont présentées selon l'hiver utilisé en se basant sur la même méthodologie. Énergir explique que bien que les valeurs du coefficient DJ*V sont différentes des valeurs apparaissant à l'annexe 4 de la pièce B-0259, les mêmes constats peuvent être tirés; le facteur DJ*V basé sur l'hiver 2021-2022 augmente de façon importante comparativement aux années précédentes.

[76] Énergir comprend qu'il y a encore certaines préoccupations quant à l'évaluation des besoins lors de la pointe. À cet égard, elle rappelle être en mode d'amélioration continue, de recherche de solution et de raffinement des méthodes en matière de prévision de la demande. Le Distributeur constate la nécessité d'une réflexion pour faire en sorte que les intervenants soient en mesure de mieux comprendre la logique et la mathématique derrière

⁴⁰ Pièce [B-0259](#), Annexe 4, p. 2 à 4.

⁴¹ Pièce [B-0285](#).

l'établissement de la prévision de la demande afin que l'information présentée soit le plus limpide possible⁴².

3.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[77] Initialement, la FCEI n'était pas convaincue par l'évaluation du besoin de la journée de pointe réalisée par Énergir. Cependant, à la suite de l'information présentée en réponse à l'engagement n° 1, l'intervenante ne remet plus en question le calcul des besoins de la journée de pointe.

[78] La FCEI demeure toutefois préoccupée par le fait qu'Énergir écarte les données les plus récentes aux fins d'établir les besoins de la journée de pointe et souligne l'incohérence dans l'évolution des volumes et des besoins de pointe, ainsi que le coefficient atypique du paramètre DJ*V. Elle recommande donc à la Régie d'exiger une analyse plus approfondie afin de comprendre les causes de l'évolution du coefficient du paramètre DJ*V⁴³.

[79] L'AHQ-ARQ recommande, aux fins de la comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles (annexe 1 de la pièce B-0052⁴⁴), qu'Énergir présente les volumes estimés provenant de la normalisation pour tenir compte des conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la journée de pointe que sont la date et le jour de la semaine, comme le fait Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.

3.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[80] La Régie est satisfaite des informations déposées par Énergir relativement à la stratégie d'approvisionnement retenue pour l'année 2023-2024, notamment pour combler le léger déficit d'outils. Elle retient l'affirmation d'Énergir selon laquelle il n'y pas d'alternative disponible sur le marché à cette structure d'approvisionnement et, de ce fait, qu'il n'y a pas lieu de présenter une analyse de rentabilité.

⁴² Pièce [A-0076](#), p. 29.

⁴³ Pièces [C-FCEI-0042](#), p. 2, et [A-0074](#), p. 142.

⁴⁴ Pièce [B-0052](#), Annexe 1, p. 2 et 3.

[81] En ce qui a trait plus spécifiquement à l'évaluation du besoin en journée de pointe, la Régie partage la préoccupation de la FCEI. Elle demande à Énergir de produire, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse permettant de valider le paramètre DJ*V dans une perspective de bonification éventuelle du modèle paramétrique de prévision des besoins en journée de pointe.

[82] Enfin, la Régie retient du témoignage d'Énergir que les données présentées à l'annexe 1 de la pièce B-0052 tiennent déjà compte, depuis 2017, de la journée de pointe réelle extrapolée aux conditions spécifiques de pointe présentées au dossier tarifaire⁴⁵. Ainsi, la Régie ne donne pas suite à la recommandation de l'AHQ-ARQ.

3.4 PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE

3.4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[83] Énergir planifie des réceptions de GSR dans ses plans d'approvisionnement depuis 2018 et prévoit que de nouveaux approvisionnements deviendront disponibles à l'horizon 2027⁴⁶. En réponse à une demande de renseignements (DDR) de la Régie, elle dépose une mise à jour de ses prévisions relatives au GSR sans toutefois mettre à jour les prévisions du Plan d'approvisionnement⁴⁷.

[84] Énergir prévoit un approvisionnement en GSR dépassant les seuils prévus au *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* (le Règlement GSR)⁴⁸ pour les quatre années du Plan d'approvisionnement. De plus, elle prévoit une croissance de la consommation volontaire de GSR à l'horizon 2027, passant de 123,6 10⁶m³ en 2023-2024 à 278,5 10⁶m³ en 2026-2027. Pour l'année 2023-2024, la prévision de la consommation volontaire est fixée à un niveau équivalent au seuil réglementaire.

⁴⁵ Pièce [A-0070](#), p. 240 à 241.

⁴⁶ Pièce [B-0187](#).

⁴⁷ Pièces [B-0190](#), Annexe Q-2.1, p. 1, et [B-0263](#), p. 10 et 11, question 3.1

⁴⁸ [R-6.01](#), r. 4.3.

[85] En suivi de la décision D-2021-158⁴⁹, Énergir dépose une mise à jour de la liste des clients volontaires à la consommation de GSR et présente, dans un tableau distinct, un sommaire de la mise à jour de la demande volontaire.

[86] En suivi du paragraphe 103 de la décision D-2022-123⁵⁰ portant sur les inventaires de GSR, Énergir présente, notamment, les soldes au 30 septembre ainsi que les volumes vendus au gaz de réseau selon que le surcoût est alloué au tarif GSR ou au tarif de contribution au verdissement du réseau⁵¹. Les volumes dont le surcoût sera alloué au tarif de verdissement s'élèvent à 61,3 10⁶m³ pour l'année 2025-2026 et 28,7 10⁶m³ pour l'année 2026-2027. À cet égard, Énergir précise que le surcoût sera comptabilisé au compte de frais reportés (CFR)-Surcoût GSR invendu et intégré au tarif de verdissement à l'année $t+2$. À l'horizon du Plan d'approvisionnement, le Distributeur ne prévoit aucun surcoût à allouer au tarif GSR.

[87] En suivi de la décision D-2023-022⁵² et en réponse à une DDR de la Régie, Énergir dépose le fichier répertoriant les sources d'approvisionnement selon les volumes et coûts du GSR injecté par fournisseur pour les quatre années du Plan d'approvisionnement en incluant les formules sous-jacentes⁵³.

3.4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[88] Le GRAME est satisfait de la revue diligente réalisée par Énergir et de ses efforts pour s'assurer que les cibles règlementaires en matière de livraison de GSR soient respectées. L'intervenant recommande à la Régie de prendre acte de la prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR pour les années 2024-2027⁵⁴.

[89] Le GRAME soumet toutefois qu'Énergir devrait se doter d'une cible d'approvisionnement en territoire sur l'horizon 2030 pour l'atteinte de la cible règlementaire exigible de 10 % de livraison de GSR. Le GRAME précise que cette proposition ne vise pas l'approbation d'une caractéristique de contrat d'approvisionnement, mais plutôt

⁴⁹ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 115, par. 497.

⁵⁰ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 29, par. 103.

⁵¹ Pièce [B-0187](#), p. 39.

⁵² Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#), p. 103, par. 419 et 420.

⁵³ Pièces [B-0139](#), réponse à la question 2.1, et B-0142 (fichier Excel déposé en accès restreint).

⁵⁴ Pièce [C-GRAME-0031](#), p. 29, et [C-GRAME-0034](#), p. 2.

l'établissement d'un objectif corporatif qui permettrait à Énergir d'informer sa clientèle de ses intentions de fournir du GSR local, dans une certaine proportion, dans le cadre de ses démarches de commercialisation.

[90] Le RTIEÉ se dit en principe favorable à la prévision d'approvisionnement et de ventes de GSR présentée par Énergir pour les années 2024-2027⁵⁵.

3.4.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LA POSITION DU GRAME

[91] Énergir rappelle d'une part que le contexte réglementaire ne prescrit toujours aucune modalité ou condition spécifique relative à la provenance de l'approvisionnement en GSR. À cet effet, elle réfère à la position exprimée par la Régie dans les décisions D-2020-057 et D-2023-022⁵⁶. Par ailleurs, Énergir indique qu'elle considère déjà la localisation des projets de production de GSR dans la sélection des contrats d'approvisionnement en GSR. Elle précise que, dans le cadre de ses appels d'offres, un projet de production de GSR québécois aura préséance sur un projet hors territoire présentant des conditions similaires⁵⁷.

3.4.4 OPINION DE LA RÉGIE

[92] **La Régie prend acte de la prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR pour les années 2024-2027.**

[93] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-158 (paragraphe 497) portant sur la liste des clients volontaires et s'en déclare satisfaite à nouveau.** Toutefois, elle rappelle que, dans sa décision D-2022-123⁵⁸, la Régie demandait à Énergir de déposer une telle mise à jour au moment où le Distributeur jugerait opportun de revoir les modalités d'accès au GSR, ce qui n'est pas le cas au présent dossier.

[94] De plus, la Régie juge qu'il n'est plus nécessaire de suivre les informations quotidiennes liées à l'approvisionnement en GSR à la Ville de Saint-Hyacinthe, considérant

⁵⁵ Pièce [C-RTIEÉ-0052](#), p. 13.

⁵⁶ Dossier R-4008-2017, décisions [D-2020-057](#), p. 76 et 77, par. 286 à 291, et [D-2023-022](#), p. 70, par. 268.

⁵⁷ Pièces [B-0298](#), p. 7, et [A-0070](#), p. 163.

⁵⁸ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 137, par. 572.

qu'un tel suivi n'est pas demandé pour les autres producteurs de GSR. **Ainsi, la Régie autorise Énergir à mettre fin au suivi de la décision D-2018-058, paragraphe 74⁵⁹.**

[95] Par ailleurs, la Régie retient qu'Énergir entend respecter les caractéristiques des contrats de fourniture de GSR autorisées dans le cadre de l'étape D du dossier R-4008-2017 et au présent dossier aux fins de l'atteinte des seuils prévus au Règlement GSR, tout en continuant à soutenir les fournisseurs en territoire et à signer d'autres contrats en franchise. La Régie note également qu'Énergir reste à l'affût du développement des projets de production de GSR en territoire et qu'elle cherche assidûment à maximiser les volumes d'injection de GSR québécois en fonction des meilleures conditions du marché⁶⁰.

3.5 CONTRAT D'ENTREPOSAGE ENTRÉ EN VIGUEUR LE 1^{ER} AVRIL 2023

3.5.1 DEMANDE D'ÉNERGIR

[96] Dans la décision D-2022-123, la Régie approuvait les caractéristiques du contrat d'entreposage pour le remplacement du contrat LST 116 venant à échéance le 31 mars 2023. Également, elle demandait à Énergir de démontrer au présent dossier que l'offre retenue demeure la plus avantageuse selon le même type d'analyses que celles présentées aux dossiers R-4177-2021 Phase 2 et R-4151-2021⁶¹.

[97] En suivi de cette décision, Énergir présente la description des offres reçues⁶², les hypothèses concernant les prix du gaz naturel et de revente du transport FTLH et la démonstration que l'offre retenue est la plus avantageuse pour la clientèle.

[98] Comme le contrat d'entreposage conclu a une durée d'un an seulement, Énergir n'a pas produit les analyses de l'impact financier de l'offre retenue pour les années 2024-2025 et 2025-2026 du Plan d'approvisionnement telles que demandées par la Régie dans sa décision D-2020-145⁶³.

⁵⁹ Pièce [B-0205](#), réponse à la question 2.1.

⁶⁰ Pièces [B-0176](#), réponse à la question 5.2, et [A-0070](#), p. 163.

⁶¹ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 33.

⁶² Pièce B-0057 déposée sous pli confidentiel, et pièce [B-0056](#) en version caviardée.

⁶³ Dossier R-4119-2020, [D-2020-145](#), p. 52, par. 212.

[99] Énergir a procédé à l'analyse de l'impact du nouveau contrat d'entreposage sur l'année 1 des plans d'approvisionnement des dossiers tarifaires 2022-2023 et 2023-2024. Les options ont été comparées sur la base des prix de fourniture et de vente du transport FTLH non utilisé en date de décembre 2022.

[100] Les résultats des analyses effectuées démontrent que l'offre retenue permet les économies annuelles moyennes les plus élevées, selon les hypothèses de prix utilisées. Énergir a accepté cette offre et le contrat a été signé le 28 mars 2023. Le Distributeur présente, sous pli confidentiel, les caractéristiques détaillées du contrat conclu avec le fournisseur retenu. Énergir a aussi convenu, au 1^{er} avril 2023, d'un nouveau contrat *Aggregated Storage Nomination* pour les contrats LST133 et le LST151. Les deux contrats conclus sont déposés sous pli confidentiel⁶⁴.

3.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

[101] Compte tenu des analyses déposées, la Régie conclut que l'offre retenue par Énergir est la plus avantageuse pour la clientèle.

[102] La Régie prend acte du dépôt des hypothèses et des analyses de l'impact des soumissions reçues sur l'année 1 du plan d'approvisionnement des dossiers tarifaires 2022-2023 et 2023-2024, considérant que le contrat d'entreposage conclu a une durée d'un an. Elle est satisfaite de la démonstration selon laquelle le contrat d'entreposage à compter du 1^{er} avril 2023 est le plus avantageux pour la clientèle, tant à l'égard des coûts que de la sécurité d'approvisionnement.

[103] La Régie autorise Énergir à constater l'impact associé au contrat d'entreposage conclu à compter du 1^{er} avril 2023 dans le CFR de trop-perçu/manque à gagner du service d'équilibrage au rapport annuel 2023 ainsi que dans les tarifs de 2023-2024.

⁶⁴ Pièce B-0057 déposée sous pli confidentiel, annexes 1 et 2.

3.6 REMPLACEMENT DES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1^{ER} AVRIL 2024

3.6.1 DEMANDE D'ÉNERGIR

[104] Énergir demande à la Régie d'approuver les caractéristiques du ou des contrats d'entreposage qu'elle entend conclure en vue de remplacer ceux qui viendront à échéance le 31 mars 2024, afin de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle.

[105] Afin de déterminer le besoin de flexibilité opérationnelle à contracter en 2024, Énergir applique la même méthode d'évaluation que dans les dernières années. Elle dépose donc une mise à jour du tableau représentant les variations maximales de retrait et d'injection depuis l'année 2007-2008 en y ajoutant l'année 2021-2022, soit la dernière année complète disponible. Les capacités moyennes de retrait de $2\,406\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et d'injection de $2\,735\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ constituent les capacités minimales requises afin de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle pour l'année 2023-2024⁶⁵.

[106] Les besoins en capacités de retrait et d'injection à contracter sont établis en comparant les capacités minimales requises aux capacités totales détenues au 1^{er} avril 2024. Pour rencontrer les capacités minimales, Énergir évalue la capacité de retrait après « ratchet » (lorsque l'inventaire est inférieur à 25 % du total) à $797\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. La Régie constate qu'au 1^{er} avril 2024, Énergir disposera d'une capacité d'injection permettant de répondre à ses besoins.

[107] En fonction du besoin en flexibilité opérationnelle identifié, les caractéristiques du ou des contrats d'entreposage qu'Énergir requiert sont les suivantes⁶⁶ :

- Espace d'entreposage : aucun volume minimal;
- Capacité de retrait : minimale de $797\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ pendant la période ferme de retrait, peu importe le niveau d'inventaire;
- Fenêtres de nominations : NAESB et STS ou seulement NAESB;
- Point de livraison/réception : Dawn;

⁶⁵ Pièce [B-0058](#), p. 3 à 5.

⁶⁶ *Ibid*, p. 5.

- Durée visée : 1 à 10 ans;
- Prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d'Énergir.

[108] Le Distributeur indique que l'approbation de ces caractéristiques par la Régie lui permettra de démarrer un processus d'appel d'offres semblable à celui utilisé au cours des dernières années.

[109] Tout comme il a été fait en 2022-2023, la possibilité de contracter une portion de l'entreposage sur les fenêtres NAESB seulement, sans compromettre le besoin de flexibilité opérationnelle tout en étant potentiellement avantageux en termes de coût pour la clientèle, doit être envisagée. Advenant qu'une offre n'incluant que les fenêtres NAESB soit acceptée, Énergir pourrait limiter les capacités acquises avec ces caractéristiques et/ou la durée de l'engagement contractuel.

[110] Par ailleurs, le Distributeur indique que la réflexion sur sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle entamée au cours des dernières années se poursuivra d'ici le prochain appel d'offres visant à remplacer les contrats d'entreposage qui viendront à échéance le 31 mars 2024. Questionnée à cet égard, Énergir mentionne, entre autres, que le nouveau contrat d'un an, conclu avec un autre fournisseur qu'Enbridge à compter du 1^{er} avril 2023, découle de cette réflexion. L'expérience vécue avec ce nouveau contrat, l'arrivée de l'offre biénergie ainsi que d'autres éléments sont à considérer dans cette réflexion en continue afin de trouver des solutions qui répondront au besoin de flexibilité opérationnelle tout en étant avantageuses pour la clientèle⁶⁷.

3.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

[111] Afin de remplacer les contrats d'entreposage venant à échéance le 31 mars 2024, la Régie note que le Distributeur prévoit contracter un ou des contrats d'entreposage permettant de satisfaire ses besoins en flexibilité opérationnelle, qui sont évalués selon la même méthode que celle utilisée lors des dernières années.

[112] La Régie retient qu'Énergir poursuit sa réflexion en matière d'établissement des besoins en flexibilité opérationnelle et qu'elle pourrait conclure des ententes avec plusieurs

⁶⁷ Pièce [A-0070](#), p. 237 à 240.

fournisseurs, pour des durées contractuelles ou des fenêtres de nomination différentes. Dans ce cas, le Distributeur fera la démonstration à la Régie lors du dossier tarifaire 2024-2025 que les contrats retenus sont le plus avantageux pour sa clientèle.

[113] En conséquence, la Régie approuve les caractéristiques du ou des contrats d'entreposage que le Distributeur entend conclure à compter du 1^{er} avril 2024, telles que décrites au paragraphe 107 de la présente décision.

[114] Afin de démontrer que l'offre ou les offres retenues sont les plus avantageuses pour la clientèle, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire et à la suite de la conclusion du ou des contrats d'entreposage, les analyses de l'impact sur le plan d'approvisionnement dans le même format et la même teneur que les tableaux à la pièce confidentielle B-0057 ou, selon le cas, à la pièce confidentielle B-0207 du dossier R-4177-2021 Phase 2.

3.7 INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE

3.7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[115] Depuis le dossier R-4076-2018 Phase 2, la Régie a pris acte de la volonté d'Énergir de s'approvisionner dans le cadre de l'initiative d'approvisionnement responsable (l'Initiative). De façon plus spécifique, dans sa décision D-2022-123, la Régie prenait acte de la cible d'Énergir pour les volumes d'achats responsables établie à 60 % de ses achats en gaz naturel de réseau, et de la prime maximale à verser⁶⁸.

[116] Au présent dossier, Énergir explique⁶⁹ que plusieurs fournisseurs ont obtenu la certification EO100TM⁷⁰ et que certains d'entre eux effectuent également des démarches afin de quantifier leur performance notamment en matière d'émissions de GES de leurs opérations.

⁶⁸ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 37, par. 142.

⁶⁹ Pièce [B-0259](#), p. 8, référant au site internet <https://energystandards.org/certified-sites/> *Equitable Origin* identifie les 14 sites de production certifiés au Canada et aux États-Unis.

⁷⁰ Pièce [B-0259](#), p. 9. EO100TM [Addendum A: A Greenhouse Gas Intensity Quantification Methodology et Addendum B: Key Performance Indicators for Public Disclosure](#).

[117] Énergir explique que cela tient compte du fait que *Equitable Origin* a publié des mises à jour importantes de sa norme de certification en janvier 2023, et qu'elle a élaboré une méthodologie de calcul de l'intensité des GES des producteurs gaziers qui exigera une mesure de déclaration de l'intensité globale des GES des segments applicables à la chaîne de valeur du gaz naturel. Ce protocole fournira des précisions et des mesures supplémentaires sur les émissions de GES.

[118] Énergir souhaite également jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique et être un partenaire n'hésitant pas à partager publiquement les informations pertinentes à ses opérations. Ainsi, Énergir vise à ce que 100 % de ses achats de gaz naturel traditionnel se fasse dans le cadre de l'Initiative d'ici 2030⁷¹.

[119] Pour ce faire, Énergir souhaite reconduire l'Initiative pour l'année 2023-2024 en majorant la prime maximale afin d'amener à plus de 80 % l'approvisionnement en gaz naturel de réseau issu de l'Initiative pour l'année 2023-2024. Ce volume de 80 % représente une cible et non une limite : si la prime permettait d'acquérir un volume de gaz naturel plus important qu'estimé, Énergir le ferait. Le Distributeur précise par ailleurs que si les conditions de marché, la disponibilité ou la flexibilité contractuelle ne permettaient pas d'atteindre la cible, il ne tenterait pas de l'atteindre à tout prix.

[120] Énergir souligne l'importance de maintenir une diversité de fournisseurs et réitère son engagement à effectuer une reddition de compte dans le cadre du rapport annuel à l'égard des achats effectués en vertu de l'Initiative.

3.7.2 POSITION DES INTERVENANTS

RTIEÉ

[121] Le RTIEÉ appuie l'Initiative d'Énergir et encourage le Distributeur dans son objectif de viser à terme que 100 % de ses approvisionnements soient réalisés dans le cadre de cette Initiative.

⁷¹ Pièce [B-0259](#), p. 9, référant au [Rapport sur la résilience climatique 2022](#). Dans ce rapport, Énergir identifie l'Initiative comme étant un des indicateurs permettant de suivre l'incidence de ses orientations stratégiques en matière de décarbonation dans sa chaîne de valeur.

[122] L'intervenant considère qu'il est essentiel que ce processus soit rigoureux et crédible et que l'évaluation du caractère responsable de tout site d'approvisionnement en gaz naturel dont la production serait ainsi qualifiée soit publiquement connue, de même que les engagements pris et la prime dont bénéficierait l'achat d'un tel gaz naturel.

[123] Selon le RTIEÉ⁷², la certification EO100TM est déficiente car elle accorde une pondération démesurée à certains critères dans un contexte québécois ou nord-américain. Cette pondération dilue d'autant la pondération accordée aux critères environnementaux ou d'acceptabilité sociale dans un contexte nord-américain. Cette dilution rend donc possible l'attribution de notes quasi parfaites de 90 % ou plus à tous les producteurs gaziers nord-américains, y compris des producteurs de gaz de schiste ou des producteurs faisant l'objet de multiples contraventions environnementales ou qui seraient autrement ou socialement inacceptables pour le public québécois.

[124] L'intervenant soutient qu'Énergir n'a pas vérifié les conventions environnementales affectant un des sites certifié EO100 et fournit en référence une publication à l'effet que la certification opère une dilution des enjeux sociaux et environnementaux comparativement à d'autres certifications disponibles. À titre de comparaison, l'intervenant explique qu'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité procède elle-même à la vérification et la notation des caractéristiques environnementales et d'acceptabilité sociale de ses sources d'approvisionnement.

[125] Dans ce contexte, le RTIEÉ recommande qu'Énergir certifie dorénavant elle-même ses approvisionnements responsables. De plus, chacun des sites de provenance du gaz naturel ainsi qualifié de « responsable », de même que l'évaluation soutenant cette qualification, les engagements pris et la prime versée au fournisseur devraient être publics. Enfin, l'intervenant recommande que l'Initiative, modifiée à la suite de ses recommandations, s'applique également aux approvisionnements en GSR.

ROEÉ

[126] Pour le ROEÉ, l'Initiative n'a que très peu d'intérêt car l'intervenant ne considère pas le recours de manière pérenne au gaz naturel fossile. De plus, selon la norme EO100TM,

⁷² Pièce [C-RTIEÉ-0051](#), p. 5 à 13.

Énergir ne connaît pas la performance GES de ses fournisseurs et apparemment ne choisit pas ses fournisseurs sur cette base⁷³.

3.7.3 RÉPLIQUE D'ÉNERGIR À LA PROPOSITION DU RTIEÉ

[127] En ce qui a trait à la certification de l'Initiative⁷⁴, Énergir rappelle que le choix de la norme EO100TM est le fruit d'un travail très rigoureux dont tout le détail a été présenté au dossier tarifaire 2019-2020 avant que la Régie ne prenne acte de l'Initiative et la maintienne de manière ininterrompue chaque année, et ce, en autorisant la croissance de la prime maximale annuelle.

[128] Énergir soumet que cette norme, tout en étant crédible et robuste, incite à une amélioration continue de la part des producteurs en vertu d'un processus d'évaluation neutre et indépendant. Dans tous les cas, Énergir ne serait tout simplement pas en mesure d'effectuer un tel travail de certification.

[129] Le Distributeur rappelle l'existence d'un processus d'autoévaluation préalable permettant aux producteurs voulant faire certifier leurs sites de savoir s'ils ont une chance de réussir avant de se soumettre au processus d'évaluation rigoureux qui demande des ressources de la part des demandeurs qui veulent s'assurer d'avoir une chance de succès. Selon Énergir, le fort pourcentage d'approbation s'expliquerait par la préparation des demandeurs⁷⁵.

[130] Énergir rappelle aussi qu'un des objectifs de l'Initiative est d'ajouter de la transparence dans la traçabilité⁷⁶.

[131] En ce qui a trait à l'information que le RTIEÉ demande de rendre publique, Énergir soumet que cette information est soit déjà disponible publiquement sur son site internet ou le site d'*Equitable Origin*, soit que cette information n'est pas disponible ou est déjà déposée en partie sous pli confidentiel dans le cadre du dossier du rapport annuel.

⁷³ Pièce [C-ROEE-0045](#), p. 7.

⁷⁴ Pièces [B-0298](#), p. 9 à 11.

⁷⁵ Pièce [A-0076](#), p. 254 et 255.

⁷⁶ Pièce [A-0076](#), p. 256.

[132] Par ailleurs, Énergir souligne que dans sa décision D-2023-102⁷⁷, la Régie avait réitéré le caractère suffisant du suivi effectué à l'égard de l'Initiative et la validité du traitement confidentiel de certaines informations incluses dans ce suivi, incluant les volumes et les montants pour la prime.

[133] Pour ces raisons, Énergir demande à la Régie de ne pas donner suite aux recommandations du RTIEÉ à l'égard de l'Initiative.

3.7.4 OPINION DE LA RÉGIE

[134] La Régie constate que le RTIEÉ encourage l'Initiative et formule des propositions en vue d'en modifier certains éléments. Pour les motifs présentés ci-après, la Régie ne retient pas ses propositions.

[135] En ce qui a trait aux déficiences de la norme de certification EO100TM alléguées par le RTIEÉ, la Régie est satisfaite des précisions apportées par Énergir. Elle retient qu'il s'agit d'une norme crédible et robuste et qui incite à une amélioration continue de la part des producteurs en vertu d'un processus d'évaluation neutre et indépendant.

[136] À cet égard, dans sa décision D-2022-123⁷⁸, la Régie retenait la collaboration entre Énergir et l'Institut Pembina aux fins d'examiner les tendances en matière de certifications portant sur les pratiques ESG et la performance en gestion des émissions de méthane des producteurs gaziers.

[137] À la lumière de cet examen, l'Institut Pembina recommandait de poursuivre les exigences actuelles envers les producteurs gaziers, l'exploration de nouvelles normes et initiatives de transparence et l'accroissement de la transparence sur les émissions de GES et les méthodes de calcul des émissions de méthane.

[138] Questionné en cours d'audience, le RTIEÉ reconnaît que l'institut Pembina est une firme crédible⁷⁹.

⁷⁷ Dossier R-4209-2022 Phase 1, décision [D-2023-102](#), p. 47, par. 216, et p. 52 et 53, par. 236 à 239.

⁷⁸ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 36 et 37, par. 137 et 141.

⁷⁹ Pièce [A-0076](#), p. 246.

[139] Par ailleurs, la Régie fait siens les propos d'Énergir, à savoir que la norme EO100™ lui procure un gage de neutralité et d'indépendance dans le processus d'évaluation puisqu'il n'est pas conduit par le Distributeur mais par une tierce partie qui s'y connaît et qui a les ressources pour le faire. Ce qui permet à Énergir de ne pas être juge et partie⁸⁰.

[140] À l'égard des informations déposées pour le suivi relatif à l'Initiative, la Régie s'est déjà prononcée quant au caractère satisfaisant du suivi effectué par Énergir et quant à la validité du traitement confidentiel de certaines informations incluses dans ce suivi, incluant les volumes et les montants pour la prime⁸¹.

[141] La Régie note l'approche prudente du Distributeur où il indique être prêt à faire preuve de souplesse dans l'atteinte de sa cible de 80 % de gaz naturel de réseau acheté en vertu de l'Initiative en 2023-2024.

[142] La Régie prend acte de la reconduction de l'Initiative pour l'année 2023-2024 en augmentant la prime maximale pour les coûts associés à l'Initiative, tel que proposé par Énergir.

4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES

4.1 PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE

[143] En suivi de la décision D-2019-141⁸², Énergir présente les principes réglementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service⁸³.

⁸⁰ Pièce [A-0076](#), p. 42.

⁸¹ Dossier R-4209-2022, Phase 1, décision [D-2023-102](#), p. 52 et 53, par. 236 à 239.

⁸² Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 35.

⁸³ Pièce [B-0220](#) révisée en réponse à la question 6.1 de la pièce [B-0205](#), p. 11.

[144] En suivi de la décision D-2020-145⁸⁴, Énergir présente une modification aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis qui sera adoptée au 1^{er} octobre 2023, soit la norme *ASU 2021-10, Disclosures by 12 Business Entities about Government Assistance*. Elle précise que cette modification est applicable aux états financiers statutaires annuels en matière de divulgation seulement, et n'a aucun impact sur les dossiers règlementaires.

4.2 OPINION DE LA RÉGIE

[145] **La Régie prend acte du suivi révisé présentant les principes règlementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service demandé à la décision D-2019-141 (paragraphe 140) et s'en déclare satisfaite.**

[146] **La Régie prend acte de l'adoption de la norme ASU 2021-10 sur les divulgations des assistances gouvernementales et de son absence d'impact sur les dossiers règlementaires et s'en déclare satisfaite.**

5. REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE

5.1 REVENU REQUIS

[147] Énergir demande à la Régie d'approuver un revenu requis global établi à 1 045 299 000 \$ pour l'année tarifaire 2023-2024.

[148] Ce dernier diminue de 13 971 k\$ lorsque comparé au revenu requis autorisé 2022-2023, et augmente de 91 402 k\$ comparativement à celui de l'année historique 2021-2022.

⁸⁴ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 11.

TABLEAU 3
ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS POUR LA PÉRIODE 2022 À 2024

Revenu requis (en millions de \$)	2022	2023	2023	2024	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année de base (4/8)	année témoin	2024 vs 2022 historique	2024 vs 2023 autorisée
Frais de transport, d'équilibrage et de distribution	301,9	334,6	387,3	329,0	27,2	(5,6)
Autres revenus d'exploitation	2,0	(3,7)	(3,3)	(3,1)	(5,1)	0,6
Charges d'exploitation	231,8	244,3	240,7	248,5	16,7	4,1
Amortissement et impôts	270,6	336,7	329,2	324,6	54,0	(12,1)
PGEÉ (et CASEP pour 2022)	5,3	4,6	4,6	5,4	0,1	0,8
Autres composantes du coût des ASF	2,9	(7,9)	(7,9)	(8,7)	(11,6)	(0,7)
Dépenses nécessaires à la prestation des services	814,5	908,6	950,6	895,7	81,2	(12,9)
Rendement sur la base de tarification globale	144,7	157,7	155,6	163,3	18,6	5,6
Coût d'utilisation de l'usine LSR par GM GNL	(5,3)	(5,2)	(5,4)	(6,3)	(1,0)	(1,1)
Contribution GES		(1,9)	(0,9)	(7,4)	(7,4)	(5,6)
Revenu requis de la clientèle réglementée	953,9	1 059,3	1 099,8	1 045,3	91,4	(14,0)
Trop-perçu et (manque à gagner)	36,8		(72,9)			
Revenus réels (2022) et prévus (2023 et 2024)	990,7	1 059,3	1 026,9	1 045,3		

Source : Tableau établi à partir des pièces [B-0107](#) et [B-0109](#), du dossier R-4177-2021 pièce [B-0271](#), p. 14 et du dossier R-4209-2022, pièce [B-0051](#). Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[149] Comparativement à l'année autorisée 2022-2023, la diminution de la dépense d'amortissement s'explique essentiellement par les écarts budgétaires de certains CFR (reliés aux développements informatiques, aux trop-perçus, au report de l'amortissement du compte de stabilisation de la température de l'exercice de 2021 à 2023 et aux avantages sociaux futurs (ASF)) compensés par la hausse de l'amortissement des immobilisations et des impôts.

[150] En ce qui a trait aux frais de transport, d'équilibrage et de distribution, la hausse projetée pour l'année en cours s'explique principalement par la réévaluation des inventaires, présentée au service d'équilibrage en application de la décision D-2021-109 et du coût projeté de la saisonnalité sur les achats de gaz naturel⁸⁵.

[151] Le tableau suivant détaille l'évolution du revenu requis par service pour la période 2022-2024.

⁸⁵ Pièce [B-0109](#), p. 2 et 3.

TABLEAU 4
ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS PAR SERVICE POUR LA PÉRIODE 2022-2024

Revenu requis par service (en millions de \$)	2022	2023	2023	2024	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année de base (4/8)	année témoin	2024 vs 2022 historique	2024 vs 2023 autorisée
Distribution	631,9	692,9	682,8	694,8	62,9	1,9
Fourniture et SPEDE ¹	8,5	5,8	5,8	8,6	0,1	2,8
Transport	181,9	202,0	201,3	195,3	13,4	(6,7)
Équilibrage	131,5	158,6	209,9	146,6	15,1	(12,0)
Revenu requis	953,9	1 059,3	1 099,8	1 045,3	91,4	(14,0)

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0107](#), p. 2. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

Note 1 : À la suite de la décision [D-2022-084](#), par. 179, les coûts d'ajustements reliés aux inventaires sont fonctionnalisés à l'équilibrage à compter de 2023.

5.2 AJUSTEMENT TARIFAIRE

[152] Énergir établit l'ajustement tarifaire global à 27,6 M\$, ce qui représente une hausse de 2,71 %, ventilé entre les différents services comme suit :

TABLEAU 5
AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL POUR L'ANNÉE 2023-2024

Service (En milliers de \$)	Distribution (D)	SPEDE (S)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu requis	694 774	8 603	195 332	146 589	1 045 299
Tarifs 2022-2023 ¹	678 293	8 040	201 583	129 804	1 017 719
Ajustement tarifaire à formule égale	16 482	564	(6 251)	16 785	27 580
Ajustement tarifaire en %	2,43%	7,01%	-3,10%	12,93%	2,71%

Source : Pièce [B-0273](#).

Note 1 : Tarifs dégroupés 2022-2023, selon la nouvelle méthodologie pour les prix d'équilibrage, appliqués aux volumes projetés de 2023-2024. Les écarts sont dus aux arrondis.

[153] Cette hausse tarifaire globale de 2,71 % en 2023-2024 est en partie théorique puisqu'elle est obtenue en comparant les revenus du service d'équilibrage générés à formule égale. Or, la nouvelle formule de calcul des prix d'équilibrage n'était pas en application pour établir les tarifs 2022-2023. Lorsqu'Énergir compare les taux proposés aux

revenus qui auraient été générés par les taux d'équilibrage précédemment approuvés, la hausse est moins prononcée de 9,8 M\$, soit un ajustement tarifaire en équilibre de 5 % plutôt que de 12,9 %⁸⁶.

[154] Pour le service de distribution, Énergir présente l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de 16,5 M\$ ou 2,4 % en 2023-2024 comme suit :

TABLEAU 6
SERVICE DE DISTRIBUTION : AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2023-2024

Évolution du revenu requis du service de distribution et ajustement tarifaire	2023-2024	
	en M\$	en %
Amortissement des frais reportés	(25,4)	-3,8%
Dépenses d'exploitation et autres composantes des avantages sociaux futurs	3,4	0,5%
Amortissement des immobilisations	2,8	0,4%
Rendement et impôt	20,4	3,0%
Hausse de la contribution GES	(4,4)	-0,7%
Autres	5,1	0,8%
Variation du revenu requis 2024 vs le revenu requis autorisé de 2023	1,9	0,3%
Variation des revenus de distribution découlant de l'évolution des volumes	14,6	2,1%
Ajustement tarifaire du service de distribution	16,5	2,4%

Source : Pièce [B-0076](#), p. 5. Les écarts sont dus aux arrondis.

[155] La baisse de la dépense d'amortissement sur les CFR est essentiellement attribuable à la variation des soldes nets relatifs à la stabilisation tarifaire de la température et du vent, aux projets de développement informatique et aux soldes à récupérer découlant du découplage des revenus, ainsi qu'aux trop-perçus constatés lors des exercices 2020-2021 à 2022-2023.

[156] Dans l'ensemble des marchés, la décroissance des volumes de 59 10⁶m³, incluant les volumes de réception, entraîne une baisse des revenus de 14,6 M\$, contribuant ainsi à une hausse tarifaire de 2,1 %.

[157] Pour le service de transport, l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de -6,3 M\$, équivalent à -3,1 %, sont détaillés comme suit :

⁸⁶ Pièces [B-0076](#), p. 9 et 10, [B-0273](#), note de bas de page 8, et [B-0235](#), p. 18 et 20.

TABLEAU 7
SERVICE DE TRANSPORT : AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2023-2024

Évolution du revenu requis du service de transport et ajustement tarifaire	2024	
	en M\$	en %
Amortissement du trop-perçu de 2021-2022	(4,5)	-2,2%
Hausse des coûts de transport	0,2	0,1%
Autres	(2,4)	-1,2%
Variation du revenu requis 2024 vs le revenu requis autorisé de 2023	(6,7)	-3,3%
Baisse des revenus de transport	0,4	-0,2%
Ajustement tarifaire du service de transport	(6,3)	-3,1%

Source : Pièce [B-0076](#), p. 8. Les écarts sont dus aux arrondis.

[158] La diminution du revenu requis de 6,3 M\$ est essentiellement attribuable à la remise aux clients du trop-perçu de l'exercice 2021-2022 dans les tarifs 2023-2024, qui vient compenser en partie les soldes des manques à gagner des exercices 2019-2020 et 2020-2021 inclus à la base de tarification. Cette situation se traduit par la diminution de l'amortissement des CFR de 4,5 M\$ et par une diminution de la valeur du rendement et des impôts de 2,4 M\$.

[159] Pour le service d'équilibrage, Énergir présente l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de 16,8 M\$ ou 12,9 % en 2024, ventilés comme suit :

TABLEAU 8
AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2024 POUR LE SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire	2024	
	en M\$	en %
Baisse des coûts d'équilibrage	(6,3)	-4,9%
Amortissement du trop-perçu de 2021-2022	(3,4)	-2,6%
Hausse de la contribution GES	(1,1)	-0,9%
Autres	(1,1)	-0,8%
Variation du revenu requis 2024 vs le revenu requis autorisé de 2023	(12,0)	-9,2%
Mise à jour des paramètres A et P	17,4	13,4%
Mise en vigueur de la nouvelle formule de calcul d'équilibrage	9,8	7,6%
Autres	1,6	1,2%
Baisse des revenus d'équilibrage	28,8	22,2%
Ajustement tarifaire du service d'équilibrage	16,8	12,9%

Source : Pièces [B-0076](#), p. 9, et [B-0205](#), p. 28, réponse à la DDR 16.1. Les écarts sont dus aux arrondis.

[160] La baisse des coûts d'équilibrage de 6,3 M\$ s'explique notamment par l'absence d'acquisition d'un outil de transport d'hiver fonctionnalisé à l'équilibrage en 2023-2024 alors qu'il était prévu au dossier tarifaire 2022-2023, jumelé à l'amortissement des CFR abolis moindre que prévu au dossier tarifaire 2022-2023⁸⁷. Cette diminution des coûts d'équilibrage est compensée en partie par la hausse prévue des fuels et des tarifs d'Enbridge Gas, et par la hausse du coût des outils d'entreposage, notamment chez Intragaz à la suite de l'application de leur nouvelle tarification.

[161] La hausse des revenus d'équilibrage de 28,8 M\$ est due principalement à la mise à jour des paramètres de consommation et la mise en vigueur de la nouvelle méthodologie pour établir les taux d'équilibrage approuvée dans le cadre du dossier R-3867-2013 et applicable à compter de l'année-2023-2024⁸⁸.

[162] Énergir souligne que bien qu'il y ait une hausse des tarifs en équilibrage, l'effet sur les factures des clients sera en moyenne négatif, puisque le revenu requis d'équilibrage prévu en 2023-2024 de 146,6 M\$ est moindre que celui du dossier tarifaire précédent de 158,6 M\$⁸⁹.

⁸⁷ Dossier R-4177-2021, décision [D-2022-123](#), p. 52, par. 204.

⁸⁸ Pièce [B-0235](#), p. 20.

⁸⁹ Pièce [B-0235](#), p. 18.

[163] Cependant, Énergir précise lors de l'audience qu'en raison d'une diminution de l'enveloppe de coût d'équilibrage par rapport à l'année précédente, beaucoup de clients verront leur tarif baisser. Du fait que l'ajustement tarifaire dépend du profil de consommation du client, les taux peuvent augmenter sans nécessairement augmenter la facture du client⁹⁰.

5.2.1 POSITION DES INTERVENANTS

[164] Sur la base des réponses d'Énergir à sa DDR, l'ACIG est d'avis que l'impact combiné de la mise à jour des paramètres A et P et de l'implantation de la nouvelle formule pour établir les prix d'équilibrage occasionne une hausse importante pour les clients avec un tarif personnalisé. En effet, 387 clients, principalement des clients aux tarifs D₃ et D₄, subiront une augmentation relative des tarifs au service d'équilibrage entre 8 % et 27,31 %⁹¹.

[165] L'ACIG propose d'amortir la hausse des tarifs d'équilibrage sur deux ans pour les clients aux tarifs D₃ et D₄, afin de maintenir la stabilité tarifaire, ce qui est un principe important pour ses membres.

5.2.2 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LA RECOMMANDATION DE L'ACIG

[166] Énergir soumet qu'il faut relativiser l'impact des variations tarifaires en équilibrage sur la facture des clients aux tarifs D₃ et D₄. Elle note qu'une augmentation d'environ 25 % de la facture d'équilibrage n'a pas le même impact lorsqu'on considère que la proportion du coût d'équilibrage sur la facture totale est d'environ 5 % pour un client au tarif D₃ ou D₄. Énergir ajoute que ces hausses potentielles sur les factures de certains clients auront moins d'impact dans le contexte de la diminution du revenu requis en équilibrage en 2023-2024.

[167] De plus, Énergir soumet que l'application de cette recommandation occasionnerait une charge de travail très importante pour des bénéfices potentiels forts limités dans le

⁹⁰ Pièce [A-0072](#), p. 43.

⁹¹ Pièce [C-ACIG-0029](#), p. 17 et 18.

contexte tarifaire proposé pour l'année 2023-2024. Par conséquent, Énergir demande à la Régie de ne pas tenir compte de la recommandation de l'ACIG⁹².

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[168] Pour les raisons invoquées par Énergir, la Régie ne retient pas la recommandation de l'ACIG d'amortir les hausses des tarifs d'équilibrage sur deux ans pour les clients aux tarifs D₃ et D₄.

[169] Par ailleurs, considérant que l'impact de la mise à jour des dépenses d'exploitation et de la contribution GES représente une baisse d'environ 0,2 M\$ sur le revenu requis en distribution⁹³, la Régie prend acte que le revenu requis et l'ajustement tarifaire pour 2023-2024 ne sont pas mis à jour, conformément au seuil de matérialité de 1 M\$ autorisé par sa décision D-2022-025.

[170] Les coûts d'utilisation de l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) par le client GM GNL étant établis conformément aux décisions applicables⁹⁴, **la Régie approuve les coûts remboursés par le client GM GNL pour l'année 2023-2024.**

[171] **En conséquence et considérant les dispositions de la présente décision quant aux dépenses nécessaires à la prestation du coût de service et la base de tarification, la Régie approuve un revenu requis totalisant 1 045 299 000 \$ pour l'année 2023-2024.**

[172] En ce qui a trait à la contribution GES, la Régie juge que l'information présentée au tableau 3 de la pièce B-0205 est utile pour comprendre l'application de la méthodologie de son calcul, telle qu'approuvée par la décision D-2022-061⁹⁵. **En conséquence, à compter du prochain dossier tarifaire, la Régie demande à Énergir de mettre à jour le tableau 3 de la pièce B-0205 afin de compléter l'information relative à la contribution GES, déposée comme pièce B-0275 au présent dossier.**

⁹² Pièce [B-0298](#), p. 11 et 12.

⁹³ Pièce [B-0266](#), p. 2.

⁹⁴ Pièce [B-0119](#).

⁹⁵ Pièces [B-0275](#) et [B-0205](#), p. 22, et dossier R-4169-2021 Phase 1, décision [D-2022-061](#), p. 152.

6. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION

[173] Énergir établit les dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution à 549,6 M\$ pour l'année 2023-2024. Comparativement au montant autorisé 2022-2023 et à l'année historique 2021-2022, il s'agit d'une diminution de 1,5 M\$ et d'une augmentation de 49,8 M\$ respectivement.

[174] Le tableau suivant présente l'évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution pour la période 2022-2024.

TABLEAU 9
ÉVOLUTION DES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION POUR LA PÉRIODE 2022-2024

Dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution (en millions de \$)	2022 année historique	2023 année autorisée	2023 année de base (4/8)	2024 année témoin	Hausse (baisse)		
					2024 vs 2022 historique	2024 vs 2023 autorisée	2023 vs 2022 4/8
Coût du gaz perdu et autres frais de distribution	11,1	8,5	8,4	9,1	(2,0)	0,6	0,7
Autres revenus d'exploitation	2,0	(3,7)	(3,3)	(3,1)	(5,1)	0,6	0,2
Charges d'exploitation	231,8	244,3	240,7	248,5	16,7	4,1	7,7
PGÉÉ et CASEP	5,3	4,6	4,6	5,4	0,1	0,8	0,8
Amortissements et impôts	246,7	305,3	298,4	298,4	51,7	(6,9)	0,0
Autres composantes du coût des ASF	2,9	(7,9)	(7,9)	(8,7)	(11,6)	(0,7)	(0,7)
Dépenses nécessaires - service distribution	499,8	551,1	540,9	549,6	49,8	(1,5)	8,7

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0271](#) du dossier R-4177-2021, de la pièce [B-0051](#) du dossier R-4209-2022 et de la pièce [B-0107](#) du présent dossier.

6.1 APPLICATION DE LA FORMULE PARAMÉTRIQUE

[175] Conformément à la décision D-2022-025⁹⁶, Énergir établit les dépenses d'exploitation par le biais de la formule paramétrique autorisée. En considérant la variation du nombre de clients anticipée et la limite applicable au taux d'inflation des salaires pour 2023-2024, le taux d'inflation pondéré appliqué sur le montant de départ de la formule est fixé à 4,29 %. À la suite de la mise à jour des taux d'inflation applicables à la formule paramétrique selon les données de Statistiques Canada, Énergir révisé le taux d'inflation pondéré à 4,08 %⁹⁷.

⁹⁶ Dossier R-4177-2021 Phase 1, décision [D-2022-025](#), section 4.1.

⁹⁷ Pièces [B-0115](#) et [B-0274](#).

[176] Pour l'année 2023-2024, Énergir établit ainsi les dépenses d'exploitation révisées à 248,0 M\$, soit une diminution de 0,5 M\$ comparativement aux prévisions initiales⁹⁸.

6.2 OPINION DE LA REGIE

[177] **Considérant que les dépenses d'exploitation révisées pour l'année 2023-2024 sont établies selon la formule paramétrique approuvée dans sa décision D-2022-025, la Régie approuve un montant de 247 978 000 \$ pour les dépenses d'exploitation de l'année 2023-2024.**

7. DÉVELOPPEMENT DES VENTES

7.1 PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2023-2024

[178] Énergir dépose son plan de développement des ventes 2023-2024 (Plan de développement) et présente, entre autres, les volumes de ventes additionnels, par marché, provenant de nouveaux clients ou d'ajouts de charges. Elle présente également le coût des investissements prévus, les subventions projetées découlant des programmes commerciaux ainsi que les contributions prévues des futurs clients nécessaires aux fins de la réalisation de ces ventes additionnelles.

[179] Pour les six années visées par le Plan de développement, soit l'an 0 à l'an 5, Énergir établit le coût total prévu des investissements en immobilisations corporelles à 47,3 M\$ pour les projets dont le coût est inférieur au seuil de 4 M\$ prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁹⁹. En tenant compte des subventions qui seront versées dans le cadre des programmes commerciaux et des contributions de la clientèle, le total des investissements pour les six années visées par le plan s'élève à 52,3 M\$¹⁰⁰.

⁹⁸ Pièce [B-0076](#), p. 7.

⁹⁹ [RLRQ c. R-6.01, r. 2.](#)

¹⁰⁰ Pièce [B-0082](#), p. 1.

[180] Énergir présente le calcul détaillé du revenu requis et de la contribution tarifaire annuelle en annexe au Plan de développement.

7.2 TAUX DE FRAIS GÉNÉRAUX ENTREPRENEURS

[181] Énergir demande à la Régie d'approuver, conformément à la décision D-2018-080¹⁰¹, le taux de frais généraux entrepreneurs (FGE) de 25,25 % pour 2023-2024 qui doit être appliqué au montant des services entrepreneurs de chaque projet lors de l'évaluation de sa rentabilité. Dans sa décision D-2022-123¹⁰², la Régie a approuvé un taux de FGE de 23,46 % pour 2022-2023.

7.3 OPINION DE LA RÉGIE

[182] La Régie juge que le Plan de développement est établi conformément aux dispositions de la décision D-2018-080¹⁰³. **En conséquence, la Régie prend acte de la rentabilité du Plan de développement et s'en déclare satisfaite.**

[183] Le taux de FGE demandé par Énergir, de 25,25 % pour 2023-2024, est calculé selon la méthode actuelle. Il est comparable au taux autorisé de 23,46 % pour 2022-2023. **En conséquence, la Régie approuve le taux de FGE de 25,25 % applicable au montant des services entrepreneurs de chaque projet pour 2023-2024.**

¹⁰¹ Pièce [B-0083](#), p. 2, référant au dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 50, par. 179.

¹⁰² Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 69, par. 275.

¹⁰³ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#).

8. PLAN PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS

8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[184] Conformément aux décisions D-2015-181 et D-2020-126¹⁰⁴, Énergir présente les investissements prévus à l'horizon 2028 afin d'informer la Régie des coûts anticipés dans le cadre de son plan pluriannuel.

TABLEAU 10
SOMMAIRE PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS
À L'HORIZON 2028

Investissements pluriannuels <i>(en millions de dollars)</i>	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028
Développement du réseau	52,5	52,1	52,7	53,3	54,3
Développement associé au GSR	25,9	30,6	31,2	31,9	32,5
Amélioration réseau + Transmission	75,2	81,0	82,7	81,9	83,9
Entreposage	9,7	3,8	2,9	3,1	3,2
Installations générales	22,1	21,5	21,7	22,9	23,4
FGC capitalisés	25,1	25,6	26,1	26,6	27,2
Subventions	(15,8)	(15,3)	(15,6)	(15,9)	(16,2)
Sous-total immobilisations	194,6	199,4	201,7	203,7	208,2
Actif intangibles	41,7	34,2	34,9	35,6	36,3
- (Développement informatique)					
Total des investissements	236,3	233,6	236,6	239,3	244,5

Source : Pièce [B-0094](#), p.31, tableau 20.

[185] Les projets d'investissement en développement de réseau sont réalisés en fonction de leur rentabilité et découlent de différents plans de développement des ventes, dont le plan 2023-2024 présenté à la section 7.1 de la présente décision. En excluant les frais généraux corporatifs mais en incluant les projets en renforcement du réseau de distribution, les projets majeurs et les projets visés par la demande d'autorisation au présent dossier, Énergir prévoit un budget total de 52,5 M\$ pour les investissements en développement du réseau pour 2023-2024.

¹⁰⁴ Dossiers R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#), p. 113, par. 418, et R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2020-126](#), p. 10 et 35, par. 22 et 123.

[186] Les projets d'investissement en amélioration du réseau découlent d'un processus évolutif ou d'une stratégie dont l'objectif consiste à évaluer les risques du réseau à partir de diagnostics. Cette stratégie de gestion des actifs (la Stratégie) vise à équilibrer les risques, les coûts ainsi que la performance du réseau, en tenant compte des besoins et des exigences. La priorisation des projets en amélioration du réseau est revue en continu en fonction d'urgences et de contraintes internes et externes. Énergir prévoit un budget total de 75,2 M\$ pour les investissements en amélioration du réseau pour 2023-2024.

[187] Les projets d'investissement découlant de la Stratégie sont regroupés selon les sous-catégories suivantes¹⁰⁵ :

- « Risques » : projets requis à la suite de situations représentant des risques qui se situent au-delà du seuil de tolérance par rapport aux valeurs d'affaires d'Énergir;
- « Respect des exigences » : projets requis afin de répondre aux normes internes d'Énergir, aux engagements pris auprès de tiers, ou encore de se conformer à la réglementation ou à des changements de normes externes;
- « Enjeux clients – Capacité hydraulique » : projets requis pour maintenir la pression minimale dans le réseau afin d'assurer la desserte de la clientèle existante d'Énergir;
- « Amélioration des actifs » : projets requis pour assurer la pérennité des infrastructures ou pour permettre l'implantation de nouvelles technologies. Ces projets sont issus principalement des correctifs requis dans le cadre d'entretiens préventifs ainsi que des réparations urgentes à la suite de fuites;
- « Renforcement du réseau de transmission » : projets qui visent à accroître la capacité et la flexibilité opérationnelle du réseau de transmission d'Énergir.

[188] Bien que les projets de mesurage ne constituent pas une activité faisant partie du plan de gestion des actifs, Énergir les regroupe avec les investissements en amélioration du réseau afin d'harmoniser la présentation avec les additions à la base de tarification.

¹⁰⁵ Pièce [B-0094](#), p. 14 à 23.

[189] Énergir présente les investissements pour la Stratégie et le mesurage pour les années 2022-2023 et 2023-2024.

TABLEAU 11
INVESTISSEMENTS DÉCOULANT DE LA STRATÉGIE
DE GESTION DES ACTIFS

Investissement en amélioration du réseau Stratégie de gestion des actifs et Mesurage <i>(en millions de dollars)</i>	2023 <i>année</i> <i>autorisée</i>	2023 <i>année de</i> <i>base (4/8)</i>	2024 <i>année</i> <i>témoin</i>
Stratégie gestion des actifs <4 M\$			
Risques	10,9	13,1	12,7
Respect des exigences	14,7	4,8	8,7
Enjeux clients - capacité hydraulique	0,4	1,0	2,2
Amélioration des actifs	30,0	40,4	34,4
Renforcement du réseau de transmission	-	-	-
Mesurage < 4 M\$	15,5	15,5	17,4
Total investissements < 4 M\$	71,5	74,8	75,3
Projets majeurs	40,9	56,5	(0,2)
Total investissements inclus à la base de tarification	112,4	131,2	75,2
Projets à être autorisés	0,1	3,3	-
Total Amélioration du réseau (Stratégie + Mesurage)	112,5	134,5	75,2

Source : Pièce [B-0094](#), p. 14.

8.2 OPINION DE LA RÉGIE

[190] La Régie prend acte du dépôt du plan pluriannuel des investissements d'Énergir pour les années 2023-2024 à 2027-2028 et s'en déclare satisfaite.

9. PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DONT LE COÛT INDIVIDUEL EST INFÉRIEUR AU SEUIL RÉGLEMENTAIRE

9.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[191] Énergir demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$. Ces projets sont destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*¹⁰⁶.

[192] Pour 2023-2024, Énergir établit à 215,9 M\$ le montant des projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4,0 M\$. Le tableau suivant présente les investissements faisant l'objet de la demande d'autorisation.

TABLEAU 12
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS AU SEUIL
POUR 2023-2024

Sommaire des investissements 2023-2024 inférieurs au seuil (en millions de dollars)	2023 <i>année autorisée</i>	2023 <i>année de base</i>	2024 <i>année</i>
Développement réseau et renforcement	50,9	51,5	51,8
Développement associé au GSR	7,9	1,7	12,6
Amélioration réseau	71,5	74,8	75,3
Entreposage du gaz naturel	2,7	3,7	3,0
Installations générales	22,2	23,2	22,1
Frais généraux corporatifs capitalisés	21,2	23,2	24,5
Subventions	(5,0)	(2,9)	(5,0)
Total immobilisations	171,4	175,2	184,3
Actifs intangibles - développement informatique	22,2	24,1	31,7
Total des investissements	193,4	199,2	215,9

Source : Pièce [B-0094](#), p. 6.

¹⁰⁶ [RLRQ c. R-6.01, r. 2.](#)

[193] Énergir présente également l'impact tarifaire des investissements inférieurs au seuil générant des revenus additionnels. Pour la catégorie « Développement du réseau », l'impact tarifaire calculé sur un horizon de 40 ans est de - 5,0 M\$ sur un an et de - 20,0 M\$ sur cinq ans. Pour la catégorie « Développement associé au GSR », l'impact tarifaire calculé sur un horizon de 20 ans demeure nul. Pour les investissements inférieurs au seuil ne générant pas de revenus additionnels, l'impact tarifaire est 9,9 M\$ sur un an et 87,1 M\$ sur cinq ans.

[194] Par ailleurs, dans un souci d'efficience et d'allègement réglementaire, Énergir propose de ne plus produire, à compter du prochain dossier tarifaire, le tableau 1 de la pièce B-0094¹⁰⁷ intégrant les investissements supérieurs au seuil qui ne sont pas visés par la présente demande d'autorisation. Elle précise que cette modification n'entraînerait aucun impact sur les autres tableaux produits dans le cadre de la présente pièce, qui continueront de fournir, à titre indicatif, les montants d'investissements prévus pour les projets majeurs retenus au plan pluriannuel des investissements (tableau 10 de la présente décision).

9.2 OPINION DE LA RÉGIE

[195] La Régie est satisfaite de la preuve présentée par Énergir, qui lui permet de juger, a priori, du caractère prudemment acquis et utile des investissements prévus pour 2023-2024.

[196] En conséquence, la Régie autorise les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$, destinés à la distribution de gaz naturel, pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application, au montant total prévu de 215,9 M\$.

[197] **La Régie approuve la modification visant la suppression du tableau n° 1 du Sommaire des investissements de la pièce Énergir-L, Document 3 à partir du prochain dossier tarifaire.**

¹⁰⁷ Pièce [B-0094](#), p. 6.

10. BASE DE TARIFICATION

10.1 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

[198] Énergir demande à la Régie d'approuver les additions à la base de tarification relatives aux projets d'investissement. Le tableau suivant présente l'évolution des additions à la base de tarification pour la période 2021-2022 à 2023-2024.

TABLEAU 13
ÉVOLUTION DES ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION
POUR LA PÉRIODE 2021-2022 À 2023-2024

Additions à la base de tarification	2022		2023		2023		2024	
	<i>année historique</i>		<i>année autorisée</i>		<i>année de base (4/8)</i>		<i>année témoin</i>	
	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total
Immobilisations corporelles	162,4	181,9	173,0	217,4	176,6	234,4	185,7	195,4
Développements informatiques	15,3	15,5	22,2	22,6	24,1	25,7	31,7	31,7
Programmes commerciaux	14,2	14,4	14,4	14,5	13,0	13,0	11,3	11,3
Intégration de projets hors base dans le solde d'ouverture	-	11,2	-	54,3	-	49,0	-	24,0
Total des additions	192,0	223,0	209,6	308,8	213,6	322,1	228,7	262,4

Source : Pièce [B-0089](#) p. 1 et dossier R-4209, pièce [B-0040](#), p. 1.

[199] Pour l'année témoin 2023-2024, Énergir établit à 228,7 M\$ le montant des additions à la base de tarification dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4,0 M\$ prévu au Règlement d'application.

[200] En considérant également les projets d'investissement dont le coût individuel est égal ou supérieur à 4,0 M\$, Énergir prévoit des additions à la base de tarification totalisant 262,4 M\$ en 2023-2024. Comparativement aux additions autorisées de 2022-2023, ces additions prévues en 2023-2024 présentent une diminution de 46,4 M\$ ou -15 % imputable principalement à une baisse de 37,2 M\$ des investissements en renforcement du réseau de transmission résultant de la fin des travaux de deux projets en 2023¹⁰⁸, ainsi que par une diminution de 30,3 M\$ des projets hors base intégrés dans le solde d'ouverture.

¹⁰⁸ Pièce [B-0089](#), p. 6, point 18.

Additions en immobilisations corporelles

[201] Énergir prévoit des additions en immobilisations corporelles nettes totalisant 195,4 M\$ pour 2023-2024, dont un montant de 185,7 M\$ est soumis pour autorisation à la Régie. Les immobilisations corporelles comprennent les investissements en développement et amélioration des réseaux de distribution et de transmission et ceux liés à l'entreposage, aux installations générales et aux frais généraux capitalisés, atténués par les subventions gouvernementales. Les additions prévues à la base de tarification en immobilisations corporelles découlent principalement des investissements prévus en 2023-2024.

[202] Le tableau suivant présente l'évolution des immobilisations corporelles nettes pour la période 2021-2022 à 2023-2024.

TABLEAU 14
ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES
POUR LA PÉRIODE 2021-2022 À 2023-2024

Additions à la base de tarification en Immobilisations corporelles (en millions de dollars)	2022 année historique		2023 année autorisée		2023 année de base (4/8)		2024 année témoin	
	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total
Développement du réseau	55,8	56,4	50,9	51,0	51,5	51,5	51,8	52,5
Développement associé au GSR ¹	5,0	7,4	7,9	14,5	1,7	1,7	12,6	19,9
Amélioration du réseau	62,8	64,0	71,5	71,6	74,8	74,8	75,3	75,2
Réseau de transmission	4,4	8,4	-	40,9	-	56,5	-	-
Entreposage du gaz naturel	-	19,5	2,7	2,7	3,7	3,9	3,0	9,7
Installations générales	17,4	17,4	22,2	22,2	23,2	23,2	22,1	22,1
Frais généraux capitalisés	21,2	21,8	21,2	22,2	23,2	24,4	24,5	24,8
Autres	1,4	1,4	1,8	1,8	1,4	1,4	1,4	1,4
Subventions gouvernementales	(5,6)	(14,4)	(5,0)	(9,4)	(2,9)	(2,9)	(5,0)	(10,2)
Immobilisations corporelles	162,4	181,9	173,0	217,4	176,6	234,4	185,7	195,4

Source : Pièce B-0089, p.1, et dossier R-4209, pièce B-0040, p. 1

*Note 1 : Avant l'année 2020-2021, les additions pour les investissements en GSR étaient incluses dans la catégorie « Développement du réseau ».

[203] Les additions à la base de tarification pour les investissements en développement du réseau totalisent 52,5 M\$ pour 2023-2024, dont un montant de 51,8 M\$ est soumis pour autorisation et présenté au tableau 14 de la présente décision.

[204] Les additions liées à l'amélioration du réseau totalisent 75,2 M\$ en 2023-2024, soit un montant comparable à celui soumis pour autorisation et présenté au tableau 14 de la présente décision.

[205] Comparativement à la prévision 2022-2023, la baisse globale de 40,9 M\$ en 2023-2024 pour les renforcements du réseau de transmission s'explique par l'achèvement des travaux de doublage de la conduite située entre Saint-Flavien et Saint-Thomas ainsi que par la fin des travaux visant le renforcement des réseaux de transmission de l'Estrie et de la Montérégie.

10.2 ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[206] Pour l'année témoin 2023-2024, Énergir demande à la Régie d'établir la base de tarification au montant de 2 672,2 M\$, ventilée comme suit :

TABLEAU 15
BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2021-2022 À 2023-2024

Base de tarification Moyenne des 13 soldes <i>(en millions de dollars)</i>	2022 année historique	2023 année autorisée	2023 année de base (4/8)	2024 année témoin	Hausse (baisse)	
					2024 vs 2023 autorisée	2024 vs 2022 historique
Immobilisations corporelles nettes	2 027,8	2 127,1	2 112,2	2 206,1	79,0	178,4
Développement des systèmes informatiques et brevet	67,5	103,1	103,8	103,6	0,5	36,1
Coûts non amortis						
Programmes commerciaux	84,7	83,9	82,1	78,5	(5,4)	(6,2)
PGEÉ - Subventions	79,9	100,6	103,6	136,2	35,6	56,3
Autres coûts non amortis	73,0	112,5	75,5	45,5	(67,0)	(27,6)
Fonds de roulement						
Encaisse réglementaire	44,0	45,3	43,8	56,6	11,3	12,7
Matériaux et inventaires de gaz	98,1	89,3	106,3	100,9	11,5	2,8
Passif aux titres des prestations définies net des CFR	(66,3)	(41,2)	(33,7)	(54,1)	(12,9)	12,2
Provision auto-assurance	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(0,0)	0,0
Total	2 407,5	2 619,5	2 592,5	2 672,2	52,7	264,6

Source : Pièce [B-0097](#), p. 1, et dossier R-4209-2022, pièce [B-0039](#), p. 1, et dossier R-4177-2021, décision [D-2022-123](#), p. 77.

[207] La base de tarification pour 2023-2024 présente une croissance de 52,7 M\$ ou 2 % par rapport au montant autorisé en 2022-2023. Comparativement à l'année historique 2021-2022, la hausse s'élève à 264,6 M\$ ou 11 %.

[208] Comparativement à l'année autorisée 2022-2023, la hausse en 2023-2024 des subventions du PGEÉ de 35,6 M\$ résulte de la croissance des additions nettes depuis l'intégration à la base de tarification des subventions du PGEÉ au 1^{er} octobre 2018, ainsi que par une augmentation des subventions à verser en 2024.

[209] Énergir présente dans la pièce B-0095¹⁰⁹, l'état du Passif au titre des prestations définies et les CFR liés aux ASF. La variation de ce passif, net des CFR liés aux ASF, résulte de la révision des hypothèses actuarielles.

10.3 OPINION DE LA RÉGIE

[210] **La Régie approuve, pour 2023-2024, un montant de 228,7 M\$ pour les additions à la base de tarification relatives aux projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$.**

[211] **Comme par les années passées, la Régie prend acte du dépôt de la pièce B-0095 visant la mise à jour des tableaux 4 et 5 de la décision D-2015-212 portant sur les ASF, pour l'année de base et l'année témoin, tel que requis par les décisions D-2016-156 et D-2019-141 et s'en déclare satisfaite.**

[212] **La Régie approuve l'établissement de la base de tarification aux fins d'établissement des tarifs à 2 672 156 000 \$ pour l'année témoin 2023-2024.**

11. STRATÉGIE FINANCIÈRE

11.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[213] Énergir demande à la Régie, pour l'année tarifaire 2023-2024, d'approuver un coût en capital moyen de 6,11 % après impôts, établi en tenant compte du taux de rendement

¹⁰⁹ Pièce [B-0095](#).

de 8,90 % sur l'avoir propre présumé. Énergir établit le coût du capital moyen avant impôts à 7,50 %¹¹⁰.

[214] Dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements, Énergir demande à la Régie, à la suite de la mise à jour des taux, d'établir le coût en capital prospectif à 6,23 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires et d'établir à 5,61 % le coût en capital prospectif, après impôts, aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements, en le comparant au taux de rendement interne du projet considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôts reliée aux frais financiers¹¹¹.

11.2 OPINION DE LA RÉGIE

[215] Dans sa décision D-2022-119¹¹², la Régie fixait un taux de rendement de 8,9 % sur l'avoir propre d'Énergir selon une structure en capital présumée constituée de 38,5 % d'avoir propre, de 7,5 % d'actions privilégiées et de 54 % de dette. Elle ordonnait également que ce taux de rendement et cette structure de capital présumée soit appliquée pour les années tarifaires 2022-2023, 2023-2024 et 2024-2025.

[216] Considérant que le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est établi selon les paramètres autorisés dans sa décision D-2022-119, la Régie approuve le taux de 6,11 % pour l'année tarifaire 2023-2024, tel que demandé par Énergir.

[217] Pour les projets d'investissements, considérant la mise à jour des taux d'intérêt, la Régie établit le coût en capital prospectif à 6,23 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires. Elle établit ce taux à 5,61 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité et de la comparaison avec le taux de rendement interne, considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôts reliée aux frais financiers.

¹¹⁰ Pièce [B-0099](#), p. 2.

¹¹¹ Pièce [B-0271](#).

¹¹² Dossier R-4156-2021 Phase 2, décision [D-2022-119](#).

12. PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

12.1 BUDGET DU PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

12.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[218] Dans sa décision D-2019-088¹¹³, la Régie approuvait les programmes et mesures du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec (Plan directeur) sous la responsabilité d'Énergir, notamment, ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation pour la période 2018-2023.

[219] En juin 2022, le gouvernement du Québec a mis à niveau le Plan directeur sur une période additionnelle de trois ans visant les années 2023-2024, 2024-2025 et 2025-2026 (Mise à niveau du Plan directeur)¹¹⁴.

[220] Dans ce nouveau contexte, le Distributeur demande à la Régie d'approuver les programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) pour ces trois années ainsi que l'apport financier nécessaire à leur réalisation, afin de contribuer à l'atteinte des cibles du Plan directeur¹¹⁵.

[221] Énergir soumet qu'au cours de la période 2024-2026, plusieurs facteurs exerceront une pression à la baisse sur les économies d'énergie du PGEÉ si aucun changement n'est apporté aux stratégies actuelles. Les facteurs ayant le plus d'impact sur la capacité du PGEÉ à générer des économies d'énergie sont la rareté de la main-d'œuvre et le coût des mesures en efficacité énergétique. Le ralentissement économique anticipé, les limites technologiques des appareils efficaces au gaz naturel ainsi que la biénergie résidentielle et affaires qui réduit la période de chauffage au gaz naturel en hiver s'ajoutent aussi à ces facteurs¹¹⁶.

[222] Compte-tenu de cet environnement comportant des défis importants à relever, Énergir soumet qu'elle doit se doter de stratégie qui permettra de maintenir le cap de la croissance du PGEÉ afin de contribuer activement aux efforts en efficacité énergétique du

¹¹³ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 32 à 43, section 4.4.

¹¹⁴ [Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques, Mise à niveau 2026](#).

¹¹⁵ Pièce [B-0219](#), p. 8 et 9.

¹¹⁶ Pièce [B-0139](#), p. 11, réponse à la question 4.3.

gouvernement du Québec, d'être un acteur clé dans la transition énergétique et la décarbonation au Québec et d'assurer l'atteinte de la cible d'Énergir, soit éviter l'émission d'un million de tonnes de GES supplémentaires grâce au PGEÉ à l'horizon 2030.

[223] Au cours de la période 2024-2026, afin d'augmenter la notoriété et la participation aux programmes du PGEÉ, Énergir a adopté une stratégie de croissance en vertu de laquelle elle propose d'intensifier les activités de commercialisation, d'ajouter des volets et de modifier des volets existants. Elle compte déployer des projets pilotes dans le cadre du programme *Innovation efficace* afin de développer des technologies porteuses à l'horizon 2030.

[224] Par l'entremise de sa stratégie de croissance, Énergir prévoit des économies d'énergie nettes de 56,9 Mm³ en 2026, ce qui représente une augmentation de 5 % par rapport à l'année 2023 et une réduction de GES de 320 900 tonnes au cours de la période 2024-2026. Un survol des prévisions du PGEÉ est présenté au tableau suivant.

TABLEAU 16
SURVOL DES PRÉVISIONS DU PGEÉ

	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026
Économies nettes (Mm ³)	54,2	54,5	55,6	56,9	167,0
Réduction nette de GES (tonnes de CO ₂)	104 042	104 760	106 734	109 359	320 853
Budget total (M\$)	42,7	54,5	60,0	65,8	180,4
Aide financière (M\$)	38,1	49,1	53,8	59,0	161,9
Frais d'exploitation (M\$)	4,6	5,4	6,2	6,9	18,5

Source : Pièce [B-0219](#), p. 17.

[225] Énergir soumet que l'impact des coûts du PGEÉ sur les tarifs est estimé à 0,96 % en 2023-2024, à 1,14 % en 2024-2025 et à 1,16 % en 2025-2026¹¹⁷.

¹¹⁷ Pièce [B-0139](#), p. 14, réponse à la question 4.4.

12.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[226] Le GRAME recommande à la Régie d'approuver les budgets demandés pour les années 2024 à 2026¹¹⁸.

12.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[227] La Régie est d'avis qu'Énergir a démontré la nécessité d'adopter sa stratégie de croissance des économies d'énergie afin d'atteindre les cibles qu'elle s'est fixées dans le contexte de la Mise à jour 2026 du Plan directeur.

[228] La Régie constate que l'impact de la croissance annuelle des coûts du PGEÉ pour la période 2024 à 2026 représente environ 1 % des coûts de distribution.

[229] La Régie constate la rentabilité positive pour la majorité des volets du PGEÉ sur la période 2024-2026, comme invoqué par Énergir dans la section 12.8.1 sur les tests économiques.

[230] **En conséquence et considérant l'approbation des modifications au PGEÉ dans les sections suivantes, la Régie approuve les budgets annuels du PGEÉ pour la période 2024-2026, de 54,5 M\$ en 2023-2024, de 60,0 M\$ en 2024-2025 et de 65,8 M\$ en 2025-2026.**

12.2 LIMITES DE DÉPASSEMENT BUDGÉTAIRE DE 15 %

12.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[231] Énergir demande à la Régie d'approuver l'élimination des limites de dépassement budgétaire de 15 % par catégorie de clientèle tout en maintenant la limite de dépassement budgétaire de 15 % pour l'ensemble du budget du PGEÉ.

¹¹⁸ Pièce [C-GRAME-0034](#), p. 9.

[232] Énergir rappelle que dans sa décision D-2019-088¹¹⁹, la Régie autorisait une marge de dépassement budgétaire de 15 % par rapport au budget annuel approuvé du PGEÉ, limitée par catégorie de clientèle et pour l'ensemble des programmes. Cette marge de dépassement autorisée de 15 % a été utile afin de combler les besoins des clients et atteindre les cibles annuelles pour les années 2020-2021 et 2021-2022¹²⁰.

[233] Énergir est donc d'avis que la marge de dépassement budgétaire de 15 % sur l'ensemble des budgets devrait être maintenue puisqu'elle donne une marge de manœuvre suffisante pour répondre aux demandes d'aides financières qui peuvent être différentes de celles anticipées dans les exercices de prévisions budgétaires.

[234] Cependant, Énergir propose d'éliminer la limite de dépassement budgétaire par catégorie de clientèle. Au soutien de cette proposition, elle soutient que l'accès aux programmes n'est pas segmenté par catégorie de clientèle. L'application d'une marge de dépassement pour une catégorie de clientèle peut ainsi amener des distorsions car plusieurs catégories de clients peuvent être admissibles à un même programme.

[235] De plus, la différence entre les règles d'allocation des coûts du PGEÉ et celles permettant de récupérer les dépassements budgétaires dans les tarifs de distribution fait en sorte que tout dépassement budgétaire du PGEÉ attribuable à une catégorie de clientèle qui n'est pas accompagné d'un dépassement budgétaire global n'aura aucun effet sur les tarifs de distribution en raison de la règle qui ne tient pas compte des dépassements entre les catégories de clientèle.

[236] Par sa proposition, Énergir vise également l'allègement du processus règlementaire. Le Distributeur rappelle qu'au cours des cinq dernières années les budgets totaux du PGEÉ n'ont jamais dépassé la marge de dépassement budgétaire de 15 %. Malgré une saine gestion des budgets, la Régie a autorisé à deux reprises une marge de dépassement budgétaire de 15 % pour les marchés résidentiel et GE. Énergir considère que les ressources nécessaires pour ces suivis auraient pu être consacrées à d'autres dossiers et que sa demande d'éliminer la marge par catégorie de clientèle constituerait un allègement règlementaire¹²¹.

¹¹⁹ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 130 et 131, par. 469 et 471.

¹²⁰ Pièce [B-0219](#), p. 85.

¹²¹ Pièce [B-0219](#), p. 85 à 90.

12.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[237] Le GRAME et le RTIEÉ recommandent à la Régie d'autoriser la demande d'Énergir¹²².

12.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[238] **Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve l'élimination des limites de dépassement budgétaire de 15 % par catégorie de clientèle, tout en maintenant la limite de 15 % pour l'ensemble du budget du PGEÉ.**

12.3 DIAGNOSTICS ET MISE EN ŒUVRE EFFICACES

12.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[239] Énergir demande à la Régie d'approuver une série de modifications au programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces*¹²³. Ces modifications sont présentées dans la présente section de la décision.

[240] Énergir demande aussi à la Régie d'approuver l'introduction des deux nouveaux volets *Entretien des purgeurs de vapeur* et *Optimisation des chaufferies*. Cette demande est traitée à la section 12.5 de la présente décision.

Volet Étude et implantation

[241] Énergir propose une série de modifications afin de créer un seul volet *Étude et implantation* dans le cadre du programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces* et d'améliorer sa performance. Ces propositions découlent notamment des recommandations émises par l'évaluateur des volets *Études* et *Implantation* dans son rapport d'évaluation de 2022. Énergir indique également que les plus récents résultats observés en 2021-2022 démontrent que les volets *Implantation* représentent à eux seuls 67 % des économies

¹²² Pièces [C-GRAME-0034](#), p. 9, et [C-RTIEÉ-0052](#), p. 20.

¹²³ Pièce [B-0219](#), p. 40 à 56.

d'énergie totales du PGEÉ, et souhaite donc assurer que tous les aspects entourant leur déploiement auprès des clients soient optimisés.

Fusion des volets Études et implantation CII et Étude et implantation VGE

[242] Énergir propose la fusion des volets *Études et implantation CII* et *Étude et implantation VGE*¹²⁴ du programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces*. Selon Énergir, ce changement facilitera la communication et la commercialisation et permettra d'éliminer les incohérences et iniquités entre les clients.

[243] Énergir indique que ces volets déploient actuellement deux offres d'aide financière segmentées, une pour la clientèle du marché Commercial, Institutionnel, Industriel (excluant les clients GE) et une autre pour la clientèle GE. Le Distributeur soumet que la complexité se traduit principalement par la commercialisation de deux grands volets qui ont des modalités distinctes pour les clients industriels et institutionnels. Ces volets comportent des niveaux d'aides financières différents selon la période de retour sur l'investissement (PRI), ainsi que des plafonds d'aide financière différents selon les marchés.

[244] Certaines incohérences actuelles se traduisent par des iniquités entre les clients. Énergir observe notamment qu'en raison des modalités différentes par catégorie, un client CII et un client GE peuvent obtenir des aides financières différentes pour des projets comportant les mêmes mesures, surcoûts et économies d'énergie.

[245] Une harmonisation des appuis financiers permettrait une simplification et une commercialisation non différenciée selon les clientèles visées.

Harmonisation des modalités d'aides financières

[246] Énergir propose d'harmoniser les modalités d'aides financières des volets *Études et implantation CII* et *Études et implantation GE*. Elle propose d'établir le plafond d'aide financière pour les études de faisabilité à 50 000 \$ et pour l'implantation à 1 000 000 \$. Elle propose également d'augmenter les aides financières unitaires de 0,30 \$/m³ de gaz

¹²⁴ Ventes grandes entreprises (VGE).

naturel économisé à 1,00 \$/m³ pour les projets d'implantation dont la période de retour sur l'investissement (PRI) se situe entre 1 et 20 ans.

[247] Les changements proposés permettraient de ramener le pourcentage de couverture des surcoûts de la clientèle CII pour les études et l'implantation de projets à des niveaux similaires à ceux observés pour la clientèle GE.

Harmonisation du nombre d'études et d'implantation admissibles aux aides financières par année

[248] Énergir demande à la Régie d'approuver l'admissibilité aux aides financières à plus d'une étude de faisabilité ou plus d'un projet d'implantation par année, pour la clientèle CII et GE, en respectant les mêmes cas de figure que ceux approuvés dans la décision D-2022-123 pour les études de faisabilité visant la clientèle GE.

[249] Énergir formule cette proposition dans un souci de cohérence et afin de favoriser l'implantation des mesures décelées dans le cadre du volet *Études*. Le Distributeur rappelle que dans sa décision D-2022-123, la Régie a approuvé l'octroi d'aides financières pour réaliser plus d'une étude de faisabilité par année, dans le cadre du sous-volet *Études GE*, lorsque les installations du client le justifient.

Suivi post-implantation

[250] Énergir demande à la Régie de rendre accessibles aux clients dont les projets ont généré des économies inférieures à 500 000 m³ de gaz naturel les mêmes aides financières que celles octroyées aux projets ayant généré des économies de plus de 500 000 m³, afin de financer la réalisation de suivis post-implantation. Cette proposition permettra aux clients de mettre en place les outils de suivis favorisant une meilleure gestion énergétique et de mettre à profit l'intelligence numérique. Le montant de cette aide financière est limité à 80 % des dépenses liées à la réalisation du suivi et ne peut pas dépasser 15 000 \$.

[251] Avec les modalités proposées, Énergir prévoit une augmentation de 21 % du nombre d'études à l'horizon 2026 en comparaison avec le scénario basé sur les modalités actuelles. Le Distributeur anticipe également que 185 participants recevront des appuis financiers totalisant 37,2 M\$ dans le cadre du volet *Implantation* en 2025-2026, ce qui augmentera les économies nettes de 20 % pour atteindre 45,2 10⁶m³ en 2026 par rapport à l'année 2023. Énergir soumet que la rentabilité est positive en 2023-2024 et le demeurera d'ici 2026.

Consommation minimale résiduelle dans le cadre du volet Implantation

[252] Afin d'encourager la décarbonation des besoins énergétiques de sa clientèle, tout en préservant la rentabilité des raccordements, le Distributeur propose de permettre à un client qui participe au volet *Implantation* de convenir avec Énergir d'une consommation minimale résiduelle qui est la plus élevée de :

- la consommation de gaz naturel ou de GSR permettant d'assurer la rentabilité du branchement;
- 30 % de la consommation antérieure à la réalisation d'un projet d'efficacité énergétique, ou un minimum de 10 % de la consommation antérieure à condition que le volume résiduel soit composé à 100 % de GSR, avec engagement pendant une durée minimale de trois ans et de respecter les conditions de service relatives aux GSR à l'article 11.1.3.5¹²⁵.

Volet Système de gestion de l'énergie

[253] Énergir demande à la Régie d'approuver les changements de modalités pour le volet *Système de gestion de l'énergie (projet pilote)*.

[254] Elle propose notamment de modifier les modalités d'admissibilité du volet afin de permettre aux clients commerciaux et institutionnels ayant la capacité de mettre en place un système de gestion de l'énergie de bénéficier du volet à l'instar actuellement des clients industriels.

[255] Elle entend entreprendre des travaux afin de préciser la portée et les exigences minimales de qualification aux aides financières du volet. Le volet offrira également un soutien technique accru auprès des clients par le biais de l'équipe d'ingénieurs d'Énergir (DATECH) pour la planification et le déploiement de leurs projets.

[256] Énergir propose que le statut de projet pilote soit retiré après l'évaluation de processus, d'impact et de marché prévue en 2024-2025 selon le calendrier d'évaluation.

¹²⁵ Pièce [B-0219](#), p. 73 et 74.

Cette proposition découle des recommandations formulées par l'évaluateur dans le plus récent rapport d'évaluation du volet *Système de gestion de l'énergie*¹²⁶.

[257] Énergir anticipe que l'effet favorable sur les économies réalisées par les participants se manifestera après 2026 à la suite de la réalisation des projets.

[258] Lors de l'audience, Énergir précise que sa demande d'harmoniser les volets *Études* et *Implantation* pour tous les types de marchés vise davantage à simplifier son offre que d'avoir une calibration parfaite ou une harmonisation des couvertures des surcoûts. Une approche basée sur l'harmonisation de la couverture des surcoûts impliquerait un retour aux modalités d'aide financière non harmonisées¹²⁷.

12.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[259] Le GRAME et le RTIÉÉ sont favorables à l'harmonisation des volets *Étude* et *Implantation* afin d'en simplifier la commercialisation et accroître l'attractivité des programmes les plus porteurs de résultats. Le GRAME se dit également favorable à la modification du seuil de consommation minimale résiduelle pour les volets *Implantation* et *Système de gestion de l'énergie*¹²⁸.

[260] Le GRAME souligne toutefois que les modifications proposées ne bonifient pas la couverture des surcoûts pour le volet *Implantation* du marché GE institutionnel à la même hauteur que celle offerte à la clientèle des marchés CII et GE industriel. Le GRAME recommande à Énergir de trouver un moyen d'offrir une couverture des surcoûts équivalente pour ces marchés dans le cadre du volet *Implantation*.

12.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[261] **La Régie note qu'une portion importante des économies d'énergie du PGEÉ découle des projets réalisés dans le cadre des volets *Études et implantation CII* et *Étude et implantation VGE* et considère comme pertinents les efforts d'optimisation**

¹²⁶ Pièce [B-0219](#), p. 57 et 58.

¹²⁷ Pièce [A-0072](#), p. 168.

¹²⁸ Pièces [C-GRAME-0034](#), p. 4 et 5, et [C-RTIÉÉ-0052](#), p. 19.

proposées par le Distributeur, notamment par la fusion de ces deux volets et l'harmonisation des aides financières.

[262] En ce qui a trait aux modifications proposées au volet *Système de gestion de l'énergie*, la Régie est satisfaite des explications d'Énergir et note que les résultats du projet pilote permettront d'apprécier les effets des projets réalisés après 2026.

[263] Ainsi, la Régie approuve les modifications proposées par Énergir au programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces*.

12.4 PROGRAMME ÉNERGIE RENOUVELABLE

12.4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[264] Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications proposées pour le programme *Énergie renouvelable*¹²⁹.

[265] Cette proposition découle des recommandations émises par l'évaluateur des deux volets du programme *Énergie renouvelable*, soit les volets *Préchauffage solaire de l'air pour le chauffage de l'espace* et *Préchauffage solaire pour les procédés et l'eau (projet pilote)*, dans son rapport d'évaluation en 2022. Énergir étant favorable à l'ensemble des recommandations de l'évaluateur, elle propose trois ajustements à ces volets qui ont les mêmes modalités.

[266] Premièrement, elle propose d'intensifier et de mieux cibler les efforts de commercialisation afin d'améliorer la notoriété de ces volets dans le marché. Deuxièmement, elle propose d'accroître la sensibilisation entourant l'utilisation du logiciel RETScreen¹³⁰ auprès des firmes de génie conseil, notamment en faisant davantage la promotion de licences et des formations existantes sur ce logiciel. Troisièmement, Énergir propose de rehausser les aides financières unitaires de 2,00 \$/m³ à 3,00 \$/m³ afin

¹²⁹ Pièce [B-0219](#), p. 75 à 79.

¹³⁰ RETScreen est un logiciel de gestion d'énergies propres pour l'analyse de faisabilité de projets d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables et de cogénération ainsi que pour l'analyse de la performance énergétique en continu, pièce [B-0219](#), p. 75, note de bas de page 51.

d'améliorer la calibration des appuis financiers permettant d'accroître la couverture des surcoûts de ces volets.

[267] À l'aide du plan d'action proposé, Énergir prévoit que 16 participants recevraient 1,95 M\$ en appui financier générant des économies nettes de 0,66 10⁶m³ à l'horizon 2025-2026. Comparativement au résultat réel de 2021-2022, les économies nettes prévues en 2025-2026 augmenteraient de 115 %. Selon les données déposées, la rentabilité de ce volet est positive pour la période 2023-2024 – 2025-2026.

12.4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[268] Le GRAME est favorable aux modifications proposées par le Distributeur aux volets du programme *Énergie renouvelable*¹³¹.

12.4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[269] **Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve les modifications proposées au programme *Énergie renouvelable*.**

12.5 NOUVEAUX VOLETS *ENTRETIEN DES PURGEURS DE VAPEUR ET OPTIMISATION DES CHAUFFERIES*

12.5.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[270] Énergir demande à la Régie d'approuver l'introduction des deux nouveaux volets : *Entretien des purgeurs de vapeur* et *Optimisation des chaufferies*, en mode projet pilote, ainsi que leurs modalités d'aide financière¹³².

¹³¹ Pièce [C-GRAME-0034](#), p. 4.

¹³² Pièce [B-0219](#), p. 60 à 72.

[271] Énergir propose l'ajout du volet *Entretien des purgeurs de vapeur* au programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces* sous la forme d'un projet-pilote. Cette proposition découle de la stratégie de croissance d'Énergir en efficacité énergétique et vise à répondre aux besoins spécifiques de sa clientèle des marchés Affaires et GE opérant un réseau de vapeur, plus particulièrement des entreprises industrielles.

[272] Au soutien de cette proposition, Énergir indique que les mesures de gestion et d'entretien des purges à vapeur représentent un potentiel d'économies d'énergie identifié dans l'étude de potentiel technico-économique (PTÉ), de $3,8 \times 10^6 \text{m}^3$, et qu'un nombre important de juridictions en Amérique du Nord offrent des programmes de subventions similaires à celui proposé par Énergir.

[273] Avec ces aides financières, les clients pourront mettre en place un plan d'entretien pour leurs purgeurs de vapeur, réaliser des audits, réparer et remplacer des purgeurs défectueux plus fréquemment, et les isoler thermiquement. Énergir prévoit que 380 participants recevraient 2,1 M\$ en appui financier générant des économies nettes de $1,5 \times 10^6 \text{m}^3$ à l'horizon 2025-2026. Selon les données déposées, la rentabilité de ce volet est positive pour la période 2023-2024 – 2025-2026.

[274] Énergir propose l'ajout d'un nouveau volet *Optimisation des chaufferies* au programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces* sous la forme d'un projet-pilote.

[275] Le Distributeur indique que des mesures d'optimisation des chaufferies sont actuellement encouragées par le PGEÉ, visant notamment les chaudières à vapeur du volet *Chaudière à efficacité intermédiaire* du programme *Appareils efficaces – Affaires*, ainsi que des mesures de contrôles et de récupération de chaleur au moyen des études. L'implantation du programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces* est également encouragé.

[276] Au soutien de sa proposition, Énergir indique que son offre de programmes existants couvre à peine le potentiel d'économies d'énergie des mesures d'optimisation des chaufferies identifié dans l'étude de potentiel commercial maximum réalisable (PCMR) de $70,0 \times 10^6 \text{m}^3$. Afin de mieux exploiter ce fort potentiel d'économies d'énergie, le Distributeur propose de regrouper sous un même volet les mesures liées aux chaufferies produisant de la vapeur ou de l'eau chaude à partir du gaz naturel. Ainsi, dans le cadre de l'introduction de ce volet, Énergir demande que les chaudières à vapeur ne soient plus subventionnées par le biais du volet *Chaudière à efficacité intermédiaire* du programme *Appareils efficaces – Affaires*.

[277] Avec les modalités d'aide financière du volet, les clients pourront installer des économiseurs, des dispositifs de contrôle pour la micromodulation, des sondes d'O₂ ainsi que du matériel pour l'isolation thermique des équipements et accessoires.

[278] Énergir prévoit que 33 participants recevraient 1,18 M\$ en appui financier générant des économies nettes de 1,6 10⁶m³ à l'horizon 2025-2026. Selon les données déposées, la rentabilité de ce volet est positive pour les périodes 2023-2024 – 2025-2026.

12.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

[279] **Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve l'introduction des nouveaux volets *Entretien des purgeurs de vapeur* et *Optimisation des chaufferies*, en mode projet pilote, et leurs modalités d'aide financière.**

12.6 RETRAITS DE VOLETS EXISTANTS AU PGEÉ

12.6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[280] Énergir demande à la Régie d'approuver le retrait, au 30 septembre 2024, du volet *Chaudières efficaces* du programme *Appareils efficaces – Résidentiel*¹³³, du volet *Chauffe-eau à condensation* du programme *Appareils efficaces – Affaires* et des chaudières de capacité inférieures à 300 000 Btu/h du volet *Chaudière à condensation* du programme *Appareils efficaces - Affaires*¹³⁴.

[281] Le Distributeur justifie ces demandes de retrait en raison de l'entrée en vigueur d'une modification au règlement fédéral¹³⁵ sur l'efficacité énergétique visant les chaudières à gaz naturel de capacités inférieures à 300 000 Btu/h domestiques et commerciales et les chauffe-eaux à gaz naturel commerciaux. Énergir indique que les appuis financiers pour ces types d'appareils dans le cadre du PGEÉ prendront fin au 30 septembre 2023, et seuls

¹³³ Pièce [B-0219](#), p. 27 et 28.

¹³⁴ Pièce [B-0219](#), p. 33.

¹³⁵ Pièce [B-0219](#), p. 27 et 32. Énergir explique que cette réglementation a pour effet de rehausser, entre autres, le seuil minimal de performance énergétique de ces appareils à un niveau similaire à celui de certains volets encouragés financièrement par Énergir, éliminant ainsi les économies d'énergie qui y sont associées.

les paiements des aides financières des dossiers reçus avant cette date seraient effectués jusqu'au 30 septembre 2024.

[282] Énergir demande aussi à la Régie d'approuver le retrait des chaudières à vapeur du volet *Chaudière à efficacité intermédiaires* du programme *Appareils efficaces – Affaires*, sous réserve qu'elle autorise la création du nouveau volet *Optimisation des chaufferies* du programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces*¹³⁶.

[283] Énergir souhaite regrouper sous un même volet les mesures liées aux chaufferies à vapeur en ajoutant un nouveau volet *Optimisation des chaufferies* au programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces*.

12.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

[284] **Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve le retrait, au 30 septembre 2024, du volet *Chaudières efficaces* du programme *Appareils efficaces – Résidentiel*, du volet *Chauffe-eau à condensation* du programme *Appareils efficaces – Affaires*, des chaudières de capacités inférieures à 300 000 Btu/h du volet *Chaudière à condensation* du programme *Appareils efficaces – Affaires* et des chaudières à vapeur du volet *Chaudière à efficacité intermédiaires* du programme *Appareils efficaces – Affaires*.**

12.7 CALENDRIER D'ÉVALUATION ET ÉTUDE DES POTENTIELS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

12.7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

Calendrier d'évaluation

[285] Énergir dépose le calendrier d'évaluation des programmes du PGEÉ et autres travaux¹³⁷ et demande à la Régie de l'approuver pour la période 2024-2027.

¹³⁶ Pièce [B-0219](#), p. 33.

¹³⁷ Pièce [B-0219](#), p. 95 à 98, Tableaux 33 à 35.

[286] Ces travaux d'évaluation portent sur l'évaluation de processus, de marché et d'impact énergétique, incluant le taux d'opportunité et l'effet d'entraînement. Le calendrier inclut des études sur le potentiel d'économies d'énergie, les coûts évités, une mise à jour de la méthodologie des effets de distorsions et l'effet de bénévolat.

[287] Énergir explique que le calendrier proposé repose sur une approche par programme, ce qui permet d'évaluer l'ensemble des programmes simultanément. Or, l'évaluation de certains programmes sera soit devancée soit repoussée. Les nouveaux volets *Entretien des purgeurs de vapeur* et *Optimisation des chaufferies* ne sont pas inclus au calendrier de la période 2024-2027, car le Distributeur juge qu'un minimum de trois ans de participation est requis avant de réaliser un mandat d'évaluation pertinent.

[288] En se basant sur des évaluations périodiques et indépendantes pour la période 2024-2027, Énergir poursuivra la démarche d'amélioration en continu des programmes du PGEÉ.

[289] Énergir est d'avis que cette nouvelle approche facilitera la planification de la commercialisation des programmes et l'implantation des recommandations émises par les évaluateurs.

Couverture du potentiel d'économies d'énergie par le PGEÉ

[290] Tel que prévu au calendrier d'évaluation du PGEÉ 2019-2023, Énergir dépose la mise à jour de l'étude des potentiels d'économies d'énergie de gaz naturel pour une période de cinq ans de 2023-2024 à 2027-2028, selon le calendrier d'évaluation approuvé par la Régie dans sa décision D-2019-088¹³⁸. Cette étude a été réalisée par une firme de consultants, qui a évalué trois types de potentiel.

[291] Sur la base des résultats de cette étude, en retranchant les potentiels d'économies d'énergie associées aux mesures qui sont principalement subventionnées par le gouvernement du Québec, Énergir estime le PCMR accessible par le biais du PGEÉ à 774,1 10⁶m³ sur un horizon de 5 ans.

¹³⁸ Pièce [B-0063](#) et dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 111, par. 397.

[292] Énergir souligne que même si le PGEÉ 2024-2026 repose sur des ressources financières moindres que celles envisagées dans l'évaluation du PCMR, elle estime qu'il exploite le plein potentiel d'économies d'énergie prévues¹³⁹.

12.7.2 POSITION DES INTERVENANTS

[293] OC, le ROEEÉ et le RTIEÉ recommandent différentes mesures afin d'améliorer la couverture du potentiel d'économies d'énergie du PGEÉ¹⁴⁰.

12.7.3 OPINION DE LA RÉGIE

[294] **La Régie approuve le calendrier d'évaluation pour la période de 2024 à 2027.**

[295] **La Régie prend acte de la mise à jour de l'étude des potentiels d'économies d'énergie.**

12.8 INTÉGRATION DES BÉNÉFICES NON ÉNERGÉTIQUES DANS LES TESTS ÉCONOMIQUES

12.8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[296] Énergir demande à la Régie d'approuver l'intégration des bénéfices non énergétiques (BNÉ) dans le calcul du Test du coût total en ressources (TCTR) selon la méthodologie retenue¹⁴¹.

[297] À la suite d'un balisage sur les méthodologies de calcul du TCTR réalisé en 2012, Énergir constate que sa méthodologie de calcul ne capturerait pas la totalité des bénéfices associés aux investissements en efficacité énergétique. En 2014, Énergir a retenu les services de la firme Dunsky Expertise en énergie (la firme Dunsky) afin d'effectuer une

¹³⁹ Pièces [B-0219](#), p. 23 et 24, [B-0063](#), et dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 111, par. 397.

¹⁴⁰ Pièces [C-OC-0017](#), p. 11, [C-ROEE-0045](#), p. 8, [C-RTIEÉ-0052](#), p. 19.

¹⁴¹ Pièce [B-0219](#), p. 104.

étude ayant pour objectifs d'analyser les BNÉ liés à ses programmes d'économies d'énergie et de recommander des améliorations à sa méthode actuelle de calcul du TCTR afin de mieux refléter ces bénéfices. En mai 2015, la firme Dunsky a produit un rapport intitulé *Analyse des bénéfices non-énergétiques des programmes d'efficacité énergétique* (le Rapport de Dunsky de 2015)¹⁴².

Évolution du contexte

[298] Énergir rappelle que dans la décision D-2015-181¹⁴³, la Régie ne s'est pas prononcée sur sa demande de permettre l'intégration des BNÉ aux calculs des tests économiques du PGEÉ. Depuis cette décision, Énergir a maintenu la présentation des résultats des tests économiques sans la considération des BNÉ.

[299] Cependant, par sa décision D-2019-088¹⁴⁴, la Régie s'est montrée ouverte à l'inclusion des BNÉ dans la méthode de calcul des tests économiques pour le PGEÉ lors du prochain Plan directeur. De plus, la Régie a organisé un colloque en 2021 sur la prise en compte des BNÉ et des externalités à ses activités, incluant pour la détermination de la rentabilité des programmes en efficacité énergétique. À cette occasion, la Régie a rendu publique une étude réalisée en 2021 par la firme Dunsky (Rapport de Dunsky 2021)¹⁴⁵.

[300] Énergir est d'avis que le contexte est favorable à la considération des BNÉ par la Régie dans les tests économiques. Elle propose ainsi d'intégrer les BNÉ dans la méthode de calcul du TCTR dans le cadre du présent dossier.

[301] En audience, Énergir précise qu'elle recherche un signal clair de la Régie quant à l'intégration ou non des BNÉ aux tests économiques du PGEÉ dans le présent dossier¹⁴⁶.

¹⁴² Pièce [B-0219](#), p. 103, référant au dossier R-3879-2015 Phase 4, pièce [B-0502](#).

¹⁴³ Dossier R-3879-2014 Phase 4, décision [D-2015-181](#), p. 143, par. 535.

¹⁴⁴ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 140, par. 515.

¹⁴⁵ Rapport [Bénéfices non énergétiques \(BNÉ\) - Orientation sur la prise en compte dans la pratique réglementaire](#), Dunsky Expertise en énergie, 2021.

¹⁴⁶ Pièce [A-0072](#), p. 226.

Approche proposée

[302] La méthodologie retenue par Énergir¹⁴⁷ afin d'intégrer les BNÉ, qui provient du Rapport de Dunsky de 2015, consiste à bonifier les coûts évités de gaz naturel par des ajouts génériques exprimés en pourcentage afin de refléter les divers BNÉ associés à chacune des initiatives du PGEÉ générant des économies de gaz naturel.

[303] Énergir indique que cette approche a l'avantage d'être plus précise que l'utilisation d'un seul ajout générique pour toutes les initiatives en efficacité énergétique, comme c'est le cas notamment en Ontario et au Vermont. Elle indique que l'ajout de valeurs génériques est beaucoup moins coûteux et laborieux qu'un exercice de quantification des BNÉ pour le secteur gazier du Québec.

[304] Le Distributeur précise que les ajouts génériques proposés prennent en compte les BNÉ exclusivement selon la perspective des participants et des administrateurs de programme¹⁴⁸.

[305] En audience, Énergir propose de continuer de présenter les résultats du TCTR avec et sans l'ajout de BNÉ dans les prochains dossiers¹⁴⁹.

Impact des BNÉ sur la rentabilité du PGEÉ

[306] Énergir présente la valeur des ajouts génériques basée sur celle présentée au dossier tarifaire 2016-2017 par la firme Dunsky, ainsi que les résultats du TCTR ratio avec et sans les BNÉ pour l'année 2023-2024¹⁵⁰.

[307] Énergir soumet que l'exclusion des BNÉ affecte peu la rentabilité globale du PGEÉ puisque toutes les initiatives du PGEÉ demeurent rentables, à l'exception de cinq volets¹⁵¹.

¹⁴⁷ Pièce [B-0219](#), p. 104.

¹⁴⁸ Pièce [A-0072](#), p. 222.

¹⁴⁹ Pièces [B-0298](#), p. 19, et [A-0076](#), p. 69.

¹⁵⁰ Pièce [B-0219](#), p. 106, Tableau 37.

¹⁵¹ Pièce [B-0219](#), p. 105. Les volets : *Thermostats intelligents – Résidentiel*, *Combo à condensation – haute efficacité (projet pilote)*, *Thermostats intelligents – petits clients Affaires (projet pilote)*, *Entretien des purgeurs de vapeur (projet pilote)* et *Chaudière efficace*.

De plus sans les BNÉ certains volets affichent une rentabilité positive à l’horizon 2026¹⁵² en raison d’un nombre plus élevé de participants qu’en 2023-2024.

[308] En fonction de ces résultats, Énergir conclut que l’inclusion des BNÉ permet de mieux refléter l’ensemble des bénéfiques du PGEÉ lequel est robuste du point de vue de la rentabilité mesurée par le TCTR, et ce, même en l’absence des BNÉ.

12.8.2 POSITION DES INTERVENANTS

GRAMÉ

[309] Le GRAMÉ recommande à la Régie d’approuver dès maintenant l’intégration des BNÉ dans le calcul du TCTR selon la méthodologie proposée et de permettre à Énergir de procéder à la recherche de nouvelles mesures en efficacité énergétique¹⁵³.

[310] Selon le GRAMÉ, aucun BNÉ pour la société n’est inclus dans le scénario retenu par Énergir pour l’ajout générique des BNÉ. Il soumet que la réduction des GES et d’autres émissions atmosphériques devrait être prise en considération dans le secteur du gaz naturel à titre de BNÉ pour la société. Cependant, il reconnaît que la détermination de la valeur ajoutée des BNÉ aux tests de rentabilité demeure un exercice complexe et coûteux.

[311] Le GRAMÉ souligne que le Rapport de Dunsky 2021 traite de l’intégration des GES dans le Test du coût social (TCS) par l’intégration du coût social du carbone. En audience, le GRAMÉ précise qu’un des avantages de l’ajout d’un TCS en complément du TCTR est que le coût social pour le carbone pourrait être évalué et intégré à titre de BNÉ séparément des autres bénéfiques sociétaux pour en simplifier l’analyse à plus court terme.

RTIÉÉ

[312] Le RTIÉÉ est d’avis que l’évaluation de la rentabilité doit être établie sans les BNÉ d’abord, et que l’évaluation qualitative discrétionnaire relève de la Régie, assistée des

¹⁵² Les volets : *Thermostats intelligents – Résidentiel, Combo à condensation – haute efficacité (projet pilote), Thermostats intelligents – petits clients Affaires (projet pilote) et Entretien des purgeurs de vapeur (projet pilote)*.

¹⁵³ Pièce [C-GRAMÉ-0034](#), p. 6 à 8.

intervenants, lorsqu'il s'agira de décider d'approuver ou non un programme non rentable. L'intervenant recommande qu'Énergir présente les résultats du TCTR sans BNÉ et le TCTR avec BNÉ¹⁵⁴.

12.8.3 OPINION DE LA RÉGIE

[313] La Régie note que le Rapport de Dunsky de 2021 recommande de considérer trois grandes options de tests de rentabilité avec BNÉ. Ces options sont d'intégrer les BNÉ participant et distributeur dans les tests décisionnels actuels, de modifier le TCTR pour y inclure les BNÉ sociétaux, ou de remplacer le TCTR par le TCS. La Régie constate qu'Énergir a retenu la première option, soit d'intégrer les BNÉ participant et distributeur dans le TCTR actuel.

[314] La Régie note que la méthodologie présentée dans le Rapport de Dunsky de 2015 constitue une adaptation des BNÉ mesurés du Massachusetts, lesquels ont été convertis en ajouts génériques pour chaque volet du PGEÉ d'Énergir. La Régie constate que ces valeurs sont issues de calculs détaillés, notamment sur le degré d'applicabilité des BNÉ mesurés aux volets du PGEÉ d'Énergir¹⁵⁵.

[315] À l'instar d'Énergir, la Régie est d'avis que l'inclusion des BNÉ permet de mieux refléter l'ensemble des bénéficiaires du PGEÉ et que ce dernier est robuste d'un point de vue de la rentabilité telle que mesurée par le TCTR, même en l'absence des BNÉ.

[316] Afin de contribuer à la transition énergétique et en tenant compte des recommandations du Rapport de Dunsky de 2021, la Régie approuve l'intégration des BNÉ dans le calcul du TCTR selon la méthodologie retenue par Énergir au présent dossier.

[317] De plus, la Régie juge qu'une réflexion sur l'ajout d'un TCS en complément du TCTR avec BNÉ devrait avoir lieu. Elle juge toutefois prématuré de demander à Énergir de présenter, dès le prochain dossier tarifaire, les résultats d'un TCS incluant le coût social du carbone, tel que proposé par le GRAME. Cependant, la Régie demande à Énergir de présenter, au prochain dossier tarifaire, sa position à l'égard

¹⁵⁴ Pièces [C-RTIEÉ-0052](#), p. 20 et [A-0074](#), p. 220 à 222.

¹⁵⁵ Dossier R-3879-2015 Phase 4, pièce [B-0502](#), p. 25 et 30 à 34.

de l'ajout d'un TCS, en complément du TCTR avec BNÉ, ainsi que l'approche à favoriser.

[318] **Comme le propose Énergir et tel que recommandé par le RTIEÉ, la Régie demande à Énergir d'inclure dans les prochains dossiers tarifaires le résultat du TCTR avec BNÉ et sans BNÉ.**

[319] Selon le Rapport de Dunsky de 2021, la Régie constate que le TCTR avec BNÉ est utilisé comme test principal en Colombie-Britannique pour évaluer la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique et que l'Ontario utilise uniquement des tests qui incluent les BNÉ.

[320] **En conséquence et considérant que certaines juridictions comparables au Canada utilisent le TCTR avec BNÉ comme test décisionnel, la Régie désigne le TCTR avec BNÉ comme test décisionnel et le TCTR sans BNÉ comme test complémentaire.**

13. COMPTES D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP) ET AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)

13.1 LE CASEP

13.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[321] Dans sa décision D-2022-123¹⁵⁶, la Régie reconduisait les volets mazout et biénergie du CASEP pour les marchés autres que résidentiel pour l'année 2022-2023 sans toutefois reconduire l'inclusion d'un montant de 1 M\$ à son coût de service. Pour l'année 2023-2024, Énergir demande de nouveau la reconduction du CASEP puisqu'il existe toujours un potentiel de conversion vers le gaz naturel, particulièrement pour les installations au mazout léger au marché Affaires. À l'instar de l'année 2022-2023, Énergir ne demande pas l'inclusion d'un montant à son coût de service¹⁵⁷.

¹⁵⁶ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 94, par. 375.

¹⁵⁷ Pièce [B-0084](#), p. 4.

[322] Le Distributeur entend poursuivre les mêmes priorités que par le passé, soit la densification du réseau par l'ajout de clients et la réalisation de projets d'extensions de réseau de moins de 4 M\$.

[323] Pour l'année 2023-2024, Énergir prévoit verser un total de 293 362 \$ en subvention, soit 206 883 \$ provenant de ventes signées en 2023 et 86 479 \$ provenant de ventes signées en 2024. Les versements prévus représentent l'addition de projets de conversion pour 60 nouveaux clients, soit un volume de gaz naturel de 1 665 028 m³. Ce volume équivaut à 1 621 509 litres de mazout n° 2, ce qui permet de déplacer 1 482 tCO₂ eq.¹⁵⁸

[324] En tenant compte du solde prévu au 30 septembre 2023 et de l'utilisation du CASEP en 2023-2024, Énergir prévoit un solde de 1 649 202 \$ au 30 septembre 2024.

13.1.2 POSITION DES INTERVENANTS ET COMMENTAIRES D'ÉNERGIR

[325] Le GRAME est favorable à la reconduction du CASEP¹⁵⁹. Toutefois, il réitère que l'aide financière du CASEP devrait être accompagnée d'une obligation d'installation d'équipements efficaces, sur la base des indications du gouvernement du Québec énoncées dans le *Plan pour une économie verte 2030*¹⁶⁰ (le PEV 2030).

[326] Le RTIÉÉ est favorable au maintien du CASEP pour aider financièrement la conversion de clients Affaires au mazout léger vers le gaz naturel¹⁶¹. Toutefois, il recommande que le CASEP ne serve qu'à accueillir des clients qui seront munis de systèmes biénergie ou de gestion de la pointe électricité-gaz, lorsque l'on se trouve dans les marchés admissibles. L'intervenant ajoute une exigence, à savoir qu'Énergir serait satisfaite qu'une part suffisante des équipements soient les équipements efficaces gaziers disponibles sur le marché et au PGEÉ.

[327] Énergir indique qu'elle continue de viser le maximum de réduction de GES possible à l'aide du CASEP, bien que le potentiel diminue. Elle est d'avis que l'ajout de contraintes additionnelles pourrait limiter les réductions d'énergies plus polluantes et ainsi les

¹⁵⁸ Pièce [B-0084](#), p. 4 et 7.

¹⁵⁹ Pièces [C-GRAME-0025](#), p. 17, et [C-GRAME-0034](#), p. 11.

¹⁶⁰ [Politique-cadre d'électrification et de changements climatiques, le Plan pour une économie verte 2030](#).

¹⁶¹ Pièce [C-RTIÉÉ-0052](#), p. 25.

réductions de GES. Par ailleurs, Énergir précise que, lorsqu'un client souhaite remplacer son équipement au mazout par un équipement au gaz naturel à l'aide du CASEP, elle propose l'installation d'un équipement efficace en complémentarité avec le PGEÉ. De plus, elle est d'avis que la combinaison des aides financières du PGEÉ et de la biénergie devrait guider les clients vers ces options¹⁶².

13.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[328] **Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie autorise la reconduction du CASEP pour l'année 2023-2024.** Elle ne juge pas approprié d'ajouter des critères d'admission, tel que recommandé par le GRAME et le RTIEÉ.

13.2 LE CASS

13.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[329] Dans sa décision D-2022-123¹⁶³, la Régie approuvait l'élargissement temporaire du seuil d'admissibilité au CASS, soit une majoration supplémentaire de 20 % sur le seuil de 15 % initialement utilisé, afin d'aider un plus grand nombre de clients à faire face au contexte économique difficile, tout en limitant l'accès au CASS à la clientèle visée.

[330] En raison du contexte économique difficile qui perdure, Énergir propose de prolonger l'élargissement temporaire du seuil d'admissibilité au CASS approuvé par la Régie dans sa décision D-2022-123 pour une année supplémentaire¹⁶⁴.

[331] Le Distributeur propose également d'offrir, sous forme de projet pilote, un soutien financier aux associations de consommateurs situées sur son territoire, pour une durée de deux ans, afin qu'elles puissent faire la promotion du CASS. Considérant la nature des montants demandés, soit un budget global estimé à 56 000 \$, Énergir propose d'utiliser

¹⁶² Pièces [B-0212](#), réponse à la question 4.4.1, et [A-0072](#), p. 154 et 155.

¹⁶³ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 95 et 96, par. 383 à 385.

¹⁶⁴ Pièce [B-0085](#).

l'enveloppe du CASS déjà approuvée par la Régie et dont le montant utilisé annuellement est bien en deçà de la somme demandée.

13.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[332] Le RTIEÉ appuie la proposition d'Énergir d'ajouter un volet d'aide financière à des organismes de protection des consommateurs afin qu'ils puissent faire la promotion du CASS¹⁶⁵.

13.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[333] Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve l'élargissement temporaire, pour l'année 2023-2024, du seuil d'admissibilité au CASS et le projet pilote de soutien financier aux associations de consommateurs, pour une durée de deux ans.

14. PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION

14.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[334] Énergir demande à la Régie d'approuver un nouveau programme commercial pour ses clients existants, soit le Programme d'encouragement à la décarbonation (le PED)¹⁶⁶. Elle souhaite disposer de ce nouveau programme commercial afin de contribuer à ses objectifs de décarbonation et d'appuyer les ambitions du gouvernement du Québec quant aux réductions d'émission de GES. Elle vise à introduire le PED dans les premiers mois de l'année 2024.

¹⁶⁵ Pièce [C-RTIEÉ-0038](#), p. 83.

¹⁶⁶ Pièce [B-0291](#). Énergir révisé le texte du PED présenté à l'annexe 1 en réponse aux engagements 6.1 et 6.2 demandés par la Régie lors de l'audience.

14.1.1 DESCRIPTION ET MODALITÉS FINANCIÈRES DU PED

[335] Le PED a pour objectif de favoriser l'adoption des mesures offertes pour réduire les émissions de GES chez la clientèle existante en fournissant un incitatif financier aux clients qui adhèrent à un tarif biénergie d'un distributeur d'électricité ou qui substituent une portion de leur consommation de gaz naturel traditionnel (GNT) par du GSR.

[336] Pour être admissible au PED, un client devra avoir un contrat de distribution avec Énergir depuis au moins 12 mois. De plus, il devra adhérer à un tarif biénergie d'un distributeur d'électricité ou adhérer au service de fourniture GSR d'Énergir pour une période d'au moins cinq ans. De plus, l'adhésion au service de fourniture GSR devra permettre de substituer au moins 5 % de la consommation annuelle moyenne du client pour la période de l'engagement. Énergir précise que le seuil volumétrique de 5 % pour les bénéficiaires sera relevé au même rythme que ce qui est prévu au Règlement GSR. À titre illustratif, le seuil volumétrique devrait être de 7 % en 2028 pour les bénéficiaires. Il ne sera toutefois pas relevé à l'intérieur d'une même période d'engagement pour un même bénéficiaire¹⁶⁷.

[337] Le PED vise à offrir une aide financière calibrée en fonction de la quantité de GES évitée par la clientèle existante admissible. Le montant de l'aide financière est déterminé en fonction d'un prix de la tonne équivalente de GES de 200 \$, correspondant à 20 \$ ou 40 \$ la tonne de GES économisée sur la durée considérée des économies qui peut être de cinq ans ou dix ans, selon la mesure implantée par le client.

[338] Pour la clientèle assujettie au traitement de masse, soit les clients consommant moins de 125 000 m³, le montant de l'aide financière ne devrait pas dépasser 15 000 \$. Pour les clients qui consomment plus de 125 000 m³, Énergir entend exercer sa discrétion quant au montant octroyé, comme elle le fait pour le traitement au cas par cas dans le cadre du programme de rabais à la consommation (PRC) et du programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC). Cette discrétion permet d'offrir une aide raisonnable au bénéficiaire et de maintenir le budget du PED à un niveau acceptable. Énergir précise que le calcul de l'aide financière de certains clients ayant une consommation annuelle de moins de 125 000 m³ pourrait être fait au cas par cas si la situation l'exigeait.

¹⁶⁷ Pièces [B-0291](#), p. 15, et [A-0072](#), p. 102 à 103 et 132 à 133.

[339] Le Distributeur précise que l'aide financière versée au bénéficiaire sera, dans tous les cas, inférieure au revenu anticipé du service de distribution généré par le client sur une durée de cinq ans. Cependant, la durée de l'engagement pris par le client qui souhaite bénéficier du PED permet de sécuriser des revenus pendant la durée de celui-ci, c'est-à-dire dix ans pour les clients qui optent pour la biénergie et cinq ans pour les clients qui adhèrent au service de fourniture GSR¹⁶⁸.

14.1.2 COÛTS DU PED ET RENTABILITÉ

[340] Pour l'année 2023-2024, Énergir prévoit que 1 770 bénéficiaires se partageront 4,5 M\$ en aide financière liée au PED, permettant l'évitement volontaire de 22 634 tonnes de GES. À terme, Énergir anticipe que le budget annuel du PED pourrait atteindre 7 M\$ sur la base d'une projection de 3 000 participants par année¹⁶⁹. L'impact budgétaire du PED est cependant compensé par une réduction des aides offertes par le biais du PRC et PRRC, notamment en lien avec son objectif de cesser la commercialisation active du GNT.

[341] En ce qui a trait à la rentabilité du PED, Énergir soumet que la réduction des GES est un BNÉ important, mais qui ne se traduit pas par un bénéfice tangible quant aux coûts du service de distribution, contrairement au PRRC qui permet de maintenir des revenus au service de distribution. Cependant, le PED génèrera des bénéfices tangibles pour la clientèle, notamment par l'élimination des coûts de conformité au SPEDE et par la réduction de la contribution au verdissement du réseau gazier, le cas échéant. Énergir n'a pas quantifié ces bénéfices puisqu'ils ne concernent pas le service de distribution par lequel le programme est financé.

[342] Énergir est d'avis qu'elle doit faire évoluer ses pratiques commerciales pour encourager l'adoption de mesures visant la réduction des émissions de GES. Elle soumet que le PED répond à ce besoin en offrant un incitatif financier raisonnable aux clients qui optent pour de telles mesures. Il s'agit également d'un moyen efficace de faire connaître les alternatives sobres en carbone qu'elle offre. Selon Énergir, il est primordial que ces alternatives soient encouragées, afin de maintenir et de solidifier la pertinence de son réseau gazier dans le cadre de la transition énergétique.

¹⁶⁸ Pièces [B-0291](#), p. 10, et [B-0298](#), p. 17.

¹⁶⁹ Pièces [B-0291](#), p. 13, et [B-0205](#), p. 17, réponse à la question 10.2.

[343] Questionné sur la fonctionnalisation des coûts au service de distribution, le Distributeur précise que le PED ne réduit pas directement le surcoût du GSR. Il finance les réductions de GES provenant des initiatives de décarbonation offertes par Énergir, qu'il s'agisse de biénergie ou de consommation de GSR. Il s'agit d'un outil permettant de conserver la clientèle dans un contexte de transition énergétique et de décarbonation. Le maintien des revenus contribue ainsi à la pérennité du réseau gazier à long terme malgré une réduction des volumes distribués. Par ailleurs, Énergir mentionne que l'allocation des coûts du PED nécessitera la création de nouveaux facteurs d'allocation des coûts et qu'elle sera en mesure de faire une proposition à cet effet, dans le cadre du prochain dossier tarifaire¹⁷⁰.

14.1.3 TRAITEMENT COMPTABLE ET SUIVI AU RAPPORT ANNUEL

[344] À l'instar de ses autres programmes commerciaux, Énergir propose de traiter les aides financières du PED comme un actif règlementaire et de l'amortir sur 10 ans¹⁷¹. Elle précise que pour avoir droit aux différentes aides financières permettant de compenser en partie les surcoûts des équipements biénergie, les clients doivent s'engager au moins 10 ans. À ce titre, Énergir considère que la période d'amortissement de 10 ans, utilisée pour les aides financières PRC et PRRC versées à la clientèle biénergie, respecte l'esprit de la décision D-97-25¹⁷².

[345] Énergir soumet que l'ensemble des aides financières versées devrait être amorti sur 10 ans afin de simplifier le traitement comptable et pour minimiser l'impact tarifaire du PED. Elle considère que, puisque l'objectif de ce programme est de réduire les émissions de GES en encourageant financièrement sa clientèle existante, le principe de minimisation de l'impact tarifaire devrait primer sur celui de l'appariement à ce stade-ci de la transition énergétique.

[346] Le Distributeur indique qu'il fera un suivi agrégé des résultats du PED au rapport annuel, lequel portera sur le nombre de clients ayant bénéficié de ce programme, ainsi que sur la somme des montants versés dans l'année en fonction de la quantité de GES évités par le PED¹⁷³. Les écarts budgétaires seront traités dans la pièce portant sur les additions à la base de tarification, comme c'est le cas avec le PRC et le PRRC.

¹⁷⁰ Pièces [B-0207](#), réponses à la question 2.11 et ses sous-questions, ainsi que [A-0072](#), p. 115 à 117 et 151 et 152.

¹⁷¹ Pièces [B-0291](#), p. 14, et [B-0205](#), réponse à la question 11.2.

¹⁷² Dossier R-3371-97, décision [D-97-25](#).

¹⁷³ Pièce [B-0291](#), p. 16.

14.2 POSITION DES INTERVENANTS

[347] L'ACIG ne s'oppose pas au PED. Elle recommande toutefois que la clientèle industrielle soit dispensée de la contribution financière au PED si elle n'est pas admissible de façon équitable aux subventions. De plus, les conditions d'admissibilité devraient être élargies afin que les clients en achat direct de GSR puissent en bénéficier. Elle recommande également que le PED soit financé à partir des revenus générés par la vente des unités de conformité présentement sous examen dans le dossier R-4008-2017. Enfin, elle recommande « *d'imposer une marge de dépassement budgétaire autorisé de 15 % sur le budget total du PED* »¹⁷⁴.

[348] La FCEI recommande de ne pas approuver le PED. L'intervenante soumet que l'objectif de réduction des GES d'Énergir outrepassse son rôle de distributeur puisqu'il appartient au gouvernement du Québec de fixer les cibles de réduction de GES et non à un distributeur réglementé. De plus, la FCEI constate que les analyses d'usage (opportunisme et rentabilité) ne sont pas présentées au soutien de la demande d'autorisation du PED. Elle recommande que de telles analyses soient exigées pour l'approbation de programmes commerciaux. Par ailleurs, elle est d'avis que les coûts du PED devraient être fonctionnalisés au service de fourniture, afin de respecter le principe de causalité des coûts¹⁷⁵.

[349] Le GRAME recommande d'approuver le PED sous réserve que les aides financières ne soient octroyées que pour les quantités de GSR supérieures à la cible réglementaire ou de façon subsidiaire, que le seuil volumétrique souscrit par un client soit équivalent aux cibles réglementaires progressives de livraison de GSR tout au long de son engagement. De plus, l'intervenant est d'avis qu'un amortissement sur une période de 10 ans aura comme impact de transférer des coûts devant déjà être assumés par la clientèle en achat volontaire à une autre génération de clients. Il recommande donc de ne pas considérer les aides financières du PED comme un actif réglementaire et de rejeter toute forme d'amortissement de ces aides financières¹⁷⁶.

[350] Le ROEE recommande de ne pas approuver le PED tel que proposé par Énergir. L'intervenant est d'avis que ce programme n'apporte aucun bénéfice et que les aides financières pour la biénergie sont suffisantes. Cependant, s'il devait y avoir une aide

¹⁷⁴ Pièces [C-ACIG-0028](#), p. 13, et [C-ACIG-0029](#), p. 24 à 27.

¹⁷⁵ Pièces [C-FCEI-0034](#), p. 5 à 9, et [C-FCEI-0042](#), p. 3 à 8.

¹⁷⁶ Pièce [C-GRAME-0033](#), p. 4 et 5.

financière octroyée pour la substitution du GNT par du GSR, celle-ci devrait favoriser en priorité la clientèle industrielle pour les usages qui sont difficilement électrisables¹⁷⁷.

[351] Le RTIEÉ recommande l'approbation du PED mais propose d'en faire un programme générique apte à englober une multitude de volets¹⁷⁸.

14.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LES RECOMMANDATIONS DES INTERVENANTS

[352] En réponse aux commentaires de l'ACIG, Énergir réitère que la clientèle industrielle n'est pas exclue du PED mais confirme qu'il est difficile pour cette clientèle d'en retirer un avantage considérant l'enjeu budgétaire. Les montants d'aides financières nécessaires pour soutenir les initiatives de décarbonation de la clientèle industrielle étant très importants, l'impact sur le reste de la clientèle serait significatif. Pour Énergir, il est important de comprendre que la clientèle industrielle a d'autres incitatifs à se décarboner, notamment le prix du carbone. De plus, certaines entreprises ont leur propre politique en matière de décarbonation. Par ailleurs, Énergir indique travailler à l'interne à ce que l'ensemble des clients puissent avoir accès à des solutions de décarbonation, incluant l'accompagnement de la clientèle VGE¹⁷⁹.

[353] En ce qui a trait à son rôle en matière de réduction de GES, Énergir est d'avis que la compréhension de la FCEI est erronée et dénature la volonté du gouvernement du Québec. En effet, les cibles fixées dans le Règlement GSR constituent un seuil minimal et non un seuil maximal à atteindre pour Énergir. C'est cette volonté, clairement exprimée par le gouvernement du Québec à travers ce règlement, mais aussi la volonté de décarbonation exprimée de façon plus générale à travers le PEV 2030, qu'Énergir veut mettre en œuvre avec le PED, en stimulant l'achat volontaire de GSR mais aussi en incitant les clients à opter pour la biénergie¹⁸⁰.

[354] En matière de fonctionnalisation, le Distributeur rappelle que le PED n'est pas un programme de rabais tarifaire pour le GSR. La fonctionnalisation des coûts au service de

¹⁷⁷ Pièces [C-ROEÉ-0030](#), p. 15 à 17, et [C-ROEÉ-0045](#), p. 10 à 13.

¹⁷⁸ Pièce [C-RTIEÉ-0038](#), p. 89 à 94.

¹⁷⁹ Pièces [B-0298](#), p. 14, et [A-0072](#), p. 69 à 71.

¹⁸⁰ Pièce [B-0298](#), p. 14.

distribution est également justifiée par le fait que le PED favorise le maintien de la clientèle et la pérennité du réseau gazier tout en participant à la décarbonation de celui-ci.

[355] Quant à la démonstration de la rentabilité, Énergir soumet que sa preuve fait état des limites auxquelles elle se bute étant donné la nature même du programme, dont le but premier n'est pas d'acquérir des parts de marché supplémentaires mais plutôt de favoriser l'adoption de mesures offertes par Énergir pour réduire les émissions de GES chez la clientèle existante. Cependant, l'engagement pris par le client qui souhaite bénéficier du PED permet de sécuriser des revenus pendant la durée de celui-ci. Elle soumet également que le programme est bien calibré en ce sens : l'engagement de cinq ans pour les clients qui adhèrent au service de fourniture GSR est suffisamment contraignant sans être trop restrictif pour autant. Par ailleurs, l'impact sur les tarifs demeure faible considérant que celui-ci est compensé par une diminution des budgets des autres programmes commerciaux, notamment le PRC et le PRRC.

14.4 OPINION DE LA RÉGIE

[356] Pour les motifs invoqués par Énergir et ceux décrits ci-après, la Régie approuve le PED tel que proposé par Énergir, incluant la fonctionnalisation des coûts au service de distribution. Elle approuve également le traitement comptable proposé qui consiste à traiter les aides financières du PED comme un actif règlementaire et de les amortir sur 10 ans.

[357] Selon l'article 74 de la Loi, lorsque la Régie étudie une demande d'approbation d'un programme commercial, elle doit notamment tenir compte de l'évolution des pratiques commerciales et de la rentabilité des programmes commerciaux en considérant leurs impacts sur les tarifs.

[358] La Régie reconnaît qu'Énergir doit faire évoluer ses pratiques commerciales pour encourager l'adoption de mesures visant la réduction des émissions de GES tout en s'assurant de maintenir la pérennité du réseau gazier. Elle est d'avis que le PED contribuera à l'atteinte de cet objectif.

[359] La Régie est également d'avis que les modalités financières du PED correspondent à une approche équilibrée afin d'inciter les clients actuels à opter pour une des options de décarbonation mises à leur disposition. Cet incitatif financier est modulé de sorte que la clientèle peut en retirer des bénéfices quantifiables, soit par l'amélioration de la PRI pour

la biénergie et la diminution du surcoût du GSR. De plus, le montant maximum et les limites financières du PED, combinés au retrait de différentes aides financières offertes par le biais des PRC et PRRC, contribuent au caractère juste et raisonnable de la nouvelle offre commerciale.

[360] En ce qui a trait à la recommandation de l'ACIG visant à être dispensée de la contribution financière, la Régie prend note qu'Énergir entend proposer les facteurs d'allocation des coûts du PED dans le prochain dossier tarifaire¹⁸¹. Ce dossier sera donc le bon forum pour faire les représentations en matière de répartition entre les paliers tarifaires. La Régie note également qu'Énergir travaille afin que l'ensemble de ses clients puissent avoir accès à des solutions de décarbonation et que la clientèle VGE soit accompagnée dans l'application de ces solutions.

[361] Même si l'objectif principal du PED n'est pas la rétention de la clientèle comme cela est le cas pour le PRRC, il en favorise le maintien, et ce, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du service de distribution, dont la clientèle industrielle. De plus, considérant que le PED vise à remplacer le PRRC, il apparaît approprié que les coûts soient fonctionnalisés au service de distribution.

15. SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-140 PORTANT SUR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES

[362] Dans sa décision D-2021-140¹⁸², la Régie jugeait essentiel de maintenir un suivi spécifique périodique pour la réduction des émissions de GES et demandait à Énergir de déposer une preuve à cet effet à compter du dossier tarifaire 2022-2023.

[363] En suivi de cette décision, Énergir présente l'information relative au budget des activités, projets et achats de GSR en vue de réduire les émissions de GES ainsi que les estimations de réduction prévues pour l'année de base, l'année témoin et les deux années subséquentes¹⁸³.

¹⁸¹ Dans sa décision [D-2022-123](#) rendue dans le dossier R-4177-2021 Phase 2, la Régie autorise, au paragraphe 429, que l'étude d'allocation du coût de service soit déposée à une fréquence bisannuelle.

¹⁸² Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 96, par. 407

¹⁸³ Pièce [B-0124](#).

[364] Le GRAME est satisfait du virage entrepris par Énergir vers l'incorporation d'énergie de sources complémentaires pour ses besoins énergétiques et recommande à la Régie de prendre acte du suivi déposé par le Distributeur¹⁸⁴.

[365] La Régie juge que l'information soumise au présent dossier est adéquate aux fins du suivi qu'elle entend effectuer dans le cadre du dossier tarifaire. **En conséquence, la Régie prend acte de la réponse d'Énergir au suivi requis par la décision D-2021-140 (paragraphe 407) et s'en déclare satisfaite.**

16. STRATÉGIE D'ACHATS DES DROITS D'ÉMISSION DE GES POUR LA PÉRIODE DE CONFORMITÉ 2027-2029

16.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[366] Dans ses décisions D-2020-158¹⁸⁵ et D-2022-123¹⁸⁶, la Régie approuvait la stratégie d'achats des droits d'émission de GES pour la cinquième période de conformité, portant sur les années 2024 à 2026. Au présent dossier, Énergir demande à la Régie d'approuver la stratégie de couverture pour la sixième période de conformité, couvrant les années 2027 à 2029.

[367] À cette fin, le Distributeur présente la prévision des émissions de GES à couvrir pour ces deux périodes de conformité, établie à partir des prévisions des livraisons présentées au Plan d'approvisionnement¹⁸⁷. Il en résulte des émissions prévues de 17 526 918 tonnes de GES pour la période de conformité 2024-2026 et de 16 295 955 tonnes de GES pour la période de conformité 2027-2029, ce qui représente une réduction de 7 % des émissions à couvrir. Il précise que ces émissions à couvrir correspondront aux émissions de GES qui auront été déclarées selon le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*¹⁸⁸ et vérifiées par un tiers indépendant, pour chacune des années civiles incluses dans chaque période de conformité.

¹⁸⁴ Pièce [C-GRAME-0025](#), p. 20.

¹⁸⁵ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-158](#), p. 45.

¹⁸⁶ Dossier R-4177-2021, décision [D-2022-123](#), p. 99, par. 402.

¹⁸⁷ Pièce [B-0064](#), p. 5.

¹⁸⁸ [RLRQ, c. Q-2, r. 15](#).

[368] Le Distributeur présente également les résultats des ventes aux enchères, tenues conjointement par les gouvernements du Québec et de la Californie entre février 2022 et février 2023, ainsi que l'évolution des prix sur le marché secondaire et la prévision des prix à l'horizon 2030 établies selon les plus récentes prévisions de prix à long terme produites par la firme ClearBlue Markets¹⁸⁹.

[369] Par ailleurs, Énergir souligne que le gouvernement fédéral a reconnu le SPEDE comme étant équivalent à son système de tarification du carbone. Cette reconnaissance est valide jusqu'en 2030. De plus, des travaux de révision du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*¹⁹⁰ (RSPEDE) doivent avoir lieu à partir de l'été 2023 afin d'évaluer les droits d'émission accumulés et les plafonds annuels de droits d'émission dans un contexte de carboneutralité d'ici 2050. Selon les informations disponibles, Énergir soumet que ces modifications ne devraient pas avoir d'impact sur la stratégie d'achats présentée au présent dossier.

[370] Dans la section 3 de la pièce B-0065 (déposée sous pli confidentiel), Énergir présente les stratégies d'achats analysées pour la période 2027-2029 ainsi que certaines contraintes importantes à prendre en considération aux fins de sa recommandation quant à la stratégie d'achat proposée au présent dossier¹⁹¹.

16.2 OPINION DE LA RÉGIE

[371] La Régie est satisfaite de la démonstration à l'effet que la stratégie d'achats retenue pour la période de conformité 2027-2029 permet à Énergir de respecter ses obligations en regard du SPEDE tout en limitant l'impact sur la facture de ses clients.

[372] En conséquence, la Régie approuve la stratégie de couverture proposée pour la période de conformité 2027-2029.

¹⁸⁹ Pièce [B-0064](#), p. 7 à 14.

¹⁹⁰ [RLRQ, c. Q-2, r. 46.1](#).

¹⁹¹ Pièce B-0065, p. 17 à 36, sous pli confidentiel.

17. MODIFICATIONS AU TARIF DE RÉCEPTION ET AUX SEUILS DE DÉSÉQUILIBRE

17.1 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET *DISTRIBUTION*

17.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[373] Énergir rappelle qu'en demandant la création d'un tarif de réception en 2010, elle souhaitait se préparer à la possible arrivée de production de gaz de schiste sur le sol québécois¹⁹². Or, depuis sa création par le biais de la décision D-2011-108, seuls les producteurs de GSR sont assujettis au tarif de réception. Afin de minimiser les freins au développement de la production de GSR au Québec, deux modifications au tarif de réception ont été approuvées dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023 et sont appliquées depuis.

[374] Toujours dans le but de soutenir le développement de la filière de GSR québécoise, Énergir propose des modifications supplémentaires à la méthode d'établissement des taux – Volet *Distribution*, lesquelles portent sur la répartition des coûts communs et la répartition des frais financiers.

Nouvelle répartition des coûts communs

[375] Dans son exercice soutenu d'évaluation des coûts de catégorie C (coûts de distribution non liés au réseau gazier), Énergir a constaté qu'il serait pertinent d'ajuster la méthodologie pour répartir les coûts communs¹⁹³. Selon la méthode actuelle, les coûts communs sont entièrement alloués au poste d'injection. Cependant, étant donné leur nature, ces coûts sont liés autant au poste d'injection qu'à la conduite. En effet, ces coûts communs représentent notamment des coûts de main-d'œuvre interne pour la planification du projet, des services professionnels, des coûts pour l'obtention de permis, ainsi que des frais généraux corporatifs. Le taux de 4 % étant appliqué sur l'ensemble des coûts du poste d'injection, il est également appliqué sur l'ensemble des coûts communs, ce qui surévalue les coûts de catégorie C et donc les taux du volet *Distribution*.

¹⁹² Pièce [B-0135](#), p. 3.

¹⁹³ Pièce [B-0135](#), p. 6 à 8.

[376] De plus, certains projets comportant une conduite de distribution avec un investissement important peuvent ne pas bénéficier d'une réduction des coûts du volet *Distribution* puisque le coût de la conduite n'excède pas le seuil de 30 % sans la considération des coûts communs.

[377] Pour corriger ces biais, Énergir propose d'utiliser la méthodologie comptable en vigueur pour répartir les coûts communs. Cette méthodologie consiste à répartir ceux-ci d'après la pondération de la valeur du poste d'injection et de la valeur de la conduite. En procédant de cette façon, les coûts des conduites utilisés pour établir les taux du volet *Distribution* du tarif de réception sont alignés avec la méthodologie comptable en plus d'être représentatifs de la valeur réelle des conduites.

[378] Énergir présente, aux tableaux 1, 2 et 3 de la pièce B-0135¹⁹⁴, l'application de sa proposition à partir d'un exemple fictif ainsi que de projets existants et futurs. Cet impact serait moins important pour les projets en service que pour les projets en construction.

[379] Mis à part la modification apportée au calcul pour établir la valeur des conduites, Énergir précise qu'elle ne remet pas en question les modalités suivantes déjà approuvées par la Régie :

- Le taux de 4 % est applicable sur l'ensemble des coûts du poste d'injection;
- La proportion de coûts des conduites par rapport à l'investissement total est limitée à 30 %;
- Les coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs doivent représenter au minimum 2 % de l'investissement total.

Traitement des frais financiers

[380] Les projets d'injection de GSR comportent des frais financiers qui sont inclus dans les coûts facturés aux clients du tarif de réception. Les frais financiers sont établis en appliquant le CMPC sur l'ensemble de la valeur d'investissement des projets, auquel s'ajoute la majoration d'impôt. Ces frais font partie des coûts communs et ont un impact sur la facturation des volets *Investissement* et *Distribution* du tarif de réception. Étant donné que ces coûts doivent être remboursés par le producteur afin de ne pas affecter le reste de

¹⁹⁴ Pièce [B-0135](#), p. 9 à 11.

sa clientèle, Énergir ne propose pas de modifier la récupération de ces frais par le biais du volet *Investissement*. Elle propose plutôt de modifier uniquement le traitement des frais financiers utilisés pour déterminer les coûts de catégorie C à récupérer à travers le volet *Distribution* du tarif de réception¹⁹⁵.

[381] Dans la méthodologie actuelle, l'impact des frais financiers sur les coûts du volet *Distribution* est mesuré en appliquant le taux de 4 % sur la valeur des frais. Lors de la création du tarif de réception, il n'avait pas été prévu que les frais financiers pouvaient avoir un impact important sur les coûts des projets. Or, Énergir a constaté que la proportion de ces frais par rapport aux coûts du volet *Distribution* peut varier significativement d'un projet à l'autre et représenter une portion non négligeable de ces coûts. Il présente à cet égard l'impact des frais financiers sur les coûts du volet *Distribution*¹⁹⁶.

[382] Les frais financiers sont cumulés à partir du début des travaux de construction jusqu'à la date de début d'injection. Ainsi, plus le délai entre le début de la construction et la date de début d'injection est long, plus les frais financiers sont importants. Les subventions applicables sur certains projets de GSR expliquent également les variations des frais financiers puisque ceux-ci sont calculés à partir de la valeur d'investissement nette des subventions. Le délai entre le début de la construction et la date de début d'injection, ainsi que les subventions associées à certains projets de GSR, expliquent donc de manière générale les variations importantes de l'impact des frais financiers sur le volet *Distribution*. Ce délai et ces subventions n'ayant aucune incidence sur les coûts d'opération et d'entretien des producteurs de GSR, la méthodologie actuelle ne respecte pas le principe de causalité des coûts.

[383] En considérant la faible corrélation entre les coûts du volet *Distribution*, les frais financiers et le non-respect du principe de causalité des coûts de la méthodologie actuelle, Énergir estime qu'il serait nécessaire de retirer les frais financiers des coûts utilisés pour déterminer les montants à récupérer au volet *Distribution*.

[384] Énergir soumet qu'il existe des enjeux de prévisibilité et d'équité au niveau de la détermination des coûts de catégorie C qui sont facturés à chacun des producteurs. L'enjeu de prévisibilité est causé par la difficulté pour Énergir et le producteur de prévoir les événements qui pourraient occasionner un retard dans la phase de construction d'un projet, comme des délais dans la livraison de matériaux critiques, des conditions hivernales

¹⁹⁵ Pièce [B-0135](#), p. 12.

¹⁹⁶ Pièce [B-0135](#), p. 13.

difficiles, des retards dans l'obtention de permis ou des conditions de sol imprévus. Il serait avantageux que le tarif de réception facturé au producteur soit le plus prévisible possible, car les besoins des producteurs en termes de stabilité et de prévisibilité sont pertinents, surtout dans le contexte de marché en développement du GSR.

[385] Quant à l'enjeu d'équité, Énergir soutient que celui-ci est causé par le fait que les événements qui peuvent provoquer des retards dans la construction d'un projet et augmenter les frais financiers sont souvent hors du contrôle des producteurs. Afin de corriger le biais découlant de ces situations non attribuables aux producteurs, la méthodologie de calcul du tarif de réception devrait être corrigée. Énergir estime que les enjeux de prévisibilité justifient de retirer les frais financiers des coûts utilisés pour déterminer les coûts de catégorie C à récupérer.

Combinaison des deux modifications

[386] Selon Énergir, les deux modifications proposées sont liées entre elles : la première modifie la répartition des coûts communs, alors que la deuxième retire les frais financiers de ces mêmes coûts communs. Ainsi, l'impact de chacune des modifications ne peut être additionné afin de donner l'effet combiné des propositions. En effet, la variation des coûts du volet *Distribution* avec la méthode combinée est égale ou plus basse à la variation de l'addition des deux modifications puisque les frais financiers sont retirés des coûts communs. Le tableau suivant présente l'effet combiné des deux modifications, sur des projets existants et en construction.

TABLEAU 17
EFFET COMBINÉ DES DEUX MODIFICATIONS PROPOSÉES PAR ÉNERGIR

		En service					En construction		
		Projet 1 (VSH)	Projet 2 (Warwick)	Projet 3 (ADM)	Projet 4 (CTBM)	Projet 5 (SÉMECS)	Projet A	Projet B	Projet C
Variation coûts (\$)	Modification coûts communs	(2 592)	-	-	(17 331)	-	(40 765)	-	(59 706)
	Modification frais financiers	(66)	(2 307)	(178)	(973)	(5 729)	(21 559)	(3 106)	(7 222)
	Addition de l'impact des deux modifications	(2 657)	(2 307)	(178)	(18 304)	(5 729)	(62 324)	(3 106)	(66 928)
Coûts (\$)	Méthodologie actuelle ¹	92 204	43 758	84 400	151 517	87 571	188 014	88 162	245 901
	Modifications combinées	89 549	41 450	84 222	133 465	81 843	132 930	85 055	181 925
Modifications combinées – % de l'investissement		3,88	3,79	3,99	3,05	3,74	2,39	3,86	2,31
Variation coûts – volet Distribution (\$)									
	→ méthodologie actuelle - modifications combinées	(2 655)	(2 307)	(178)	(18 052)	(5 729)	(55 084)	(3 106)	(63 976)

¹ Basé sur la méthode en vigueur en 2022-2023, à la suite de la décision D-2022-123 rendue dans le dossier R-4177-2021. Les coûts du projet 5 ont été ajustés sur la base d'une année complète.

Sources : Tableau établi à partir de la pièce [B-0135](#), p. 16, et du dossier R-4177-2021, pièce [B-0277](#).

[387] Énergir soumet que les deux modifications proposées sont pertinentes puisqu'elles permettraient de ne pas pénaliser les projets de GSR éloignés du réseau et les projets avec des frais financiers importants. Ces propositions favoriseraient notamment le développement de la filière GSR au Québec.

[388] Les modifications proposées se veulent une étape intérimaire en attendant la révision complète de la méthodologie de récupération des coûts de catégorie C. Pour l'instant, Énergir ne remet pas en question la méthode complète d'allocation des coûts et d'établissement des taux du volet *Distribution* puisque les données disponibles pour évaluer la justesse de la méthodologie d'établissement des taux du volet *Distribution* demeurent limitées. Énergir poursuit tout de même ses efforts en ce qui a trait à l'étude des coûts d'entretien et d'opération spécifiques aux projets d'injection de GSR dans le but, éventuellement, de déposer une révision complète de la méthodologie.

17.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[389] Étant donné leur nature, la Régie reconnaît que les coûts communs sont effectivement liés autant au poste d'injection qu'à la conduite. À l'instar du Distributeur, elle est d'avis qu'il serait plus juste de répartir les coûts communs au prorata de la valeur du poste d'injection et de la valeur de la conduite.

[390] De même, étant donné la faible corrélation entre les frais financiers et les coûts du volet *Distribution*, ces derniers ne devraient pas être tributaires des premiers. En respect du principe de causalité des coûts, la Régie juge opportun de retirer les frais financiers des coûts utilisés pour déterminer les montants de Catégorie C à récupérer au volet *Distribution*.

[391] En conséquence, la Régie autorise les modifications au taux – Volet *Distribution* du tarif de réception à compter de l'année tarifaire 2023-2024, tel que proposé par Énergir à la pièce B-0135. Elle demande à Énergir de déposer une mise à jour des taux du tarif de réception présentés au tableau 21 de la présente décision au plus tard le 13 novembre 2023.

17.2 SEUILS DE DÉSÉQUILIBRE

17.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[392] Énergir rappelle que la mécanique de suivi et les seuils de déséquilibres en application au moment de leur suspension, en décembre 2021, avaient été proposés dans le cadre de la création du tarif de réception avec en tête l'arrivée probable de producteurs de gaz de schiste au Québec. Les règles approuvées permettaient d'encadrer les déséquilibres quotidiens et cumulatifs. Ces règles avaient été calquées sur les principes du *Limited Balancing Agreement* de TCPL¹⁹⁷.

[393] Différentes règles avaient alors été approuvées pour, d'une part, capter les coûts issus des écarts entre les volumes nominés et ceux réellement injectés et, d'autre part, inciter les producteurs à équilibrer leurs injections et leurs nominations sur la durée de la période

¹⁹⁷ Pièce [B-0135](#), p. 18 et 19.

contractuelle. Des seuils de tolérance avaient été mis en place dans l'objectif de limiter les enjeux auprès des plus petits producteurs.

[394] Dès le début des opérations de production de GSR de la Ville de Saint-Hyacinthe, Énergir a constaté les enjeux causés par les seuils de tolérance et recommandait à la Régie, dans le dossier R-4008-2017, un ajustement à la hausse des seuils. Dans sa décision D-2021-158¹⁹⁸, la Régie suspendait temporairement l'application de l'article 13.2.2.2 des CST pour les clients du service de réception injectant du GSR et transférait l'examen de l'enjeu des seuils de déséquilibre dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire.

[395] Énergir considère inéquitable d'appliquer à tous les producteurs de GSR les seuils actuels apparaissant dans les CST, car cela mènerait à des pénalités facturables aux producteurs supérieures aux coûts réellement encourus par Énergir et sa clientèle¹⁹⁹.

[396] Les prévisions quotidiennes d'injection étant peu précises en raison de la variabilité des procédés de production de GSR, Énergir ne peut pas les utiliser. Elle se base plutôt sur l'historique de production et les différentes informations obtenues directement des producteurs et via le système *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) qui suit la production en temps réel. De plus, comme il s'agit de faibles volumes, le déséquilibre est pratiquement invisible pour l'équipe responsable des approvisionnements gaziers.

[397] Au cours d'une journée gazière, l'ensemble des volumes sont équilibrés, incluant la variation entre les injections prévues et les injections réelles des producteurs de GSR. Depuis l'ajout de producteurs de GSR, les variations d'injection de ces producteurs ont toujours pu être gérées avec les outils existants à la disposition d'Énergir.

[398] Considérant que les volumes totaux de GSR actuellement produit en franchise sont relativement faibles, Énergir évalue que tant que le volume de GSR produit par un producteur en franchise est inférieur à 10 000 GJ/jour²⁰⁰, les outils actuels de flexibilité opérationnelle permettent de réduire les coûts et les risques associés aux déséquilibres quotidiens à près de zéro.

¹⁹⁸ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 173, par. 737.

¹⁹⁹ Pièce [B-0135](#), p. 19 à 21.

²⁰⁰ Pièce [B-0208](#), p. 16, réponse à la question 2.9.

[399] En réponse à une DDR de la FCEI, Énergir explique pouvoir en arriver à cette conclusion sur la base des informations utilisées dans le cadre de son évaluation de son besoin opérationnel, lesquelles sont fournies à la pièce B-0058²⁰¹ du présent dossier. Le tableau 2 de cette pièce indique les maximums de retrait et d'injection observés. Ceux-ci sont demeurés dans le même ordre de grandeur depuis l'ajout des projets de GSR en franchise. De plus, au niveau des déséquilibres avec TCPL, ceux-ci sont demeurés à l'intérieur des niveaux prescrits. En ce qui a trait au maximum, il s'agit d'une estimation à haut niveau. À 10 000 GJ/jour, la production représente environ 1,5 % de la consommation moyenne. À titre comparatif, le seuil de déséquilibre accepté par TCPL est de 2 %. De façon statistique, la fluctuation nette qui affectera les mouvements en cours de journée sera répartie entre l'ensemble des producteurs, ce qui fait que le déséquilibre global des producteurs par rapport à la prévision sera limité à une fraction de la production totale²⁰².

[400] Au-delà de ce seuil, dans le cas où un projet visant une production de plus de 10 000 GJ/jour livrés en franchise serait prévu, Énergir devrait étudier les impacts des producteurs sur les besoins de flexibilité opérationnelle et le plan d'approvisionnement de façon plus poussée afin de déterminer les coûts et les risques associés à leurs injections. D'ici là, en l'absence d'une étude approfondie, Énergir juge qu'il est prudent de conserver le suivi des déséquilibres pour ces plus grands projets.

[401] Selon Énergir, la mécanique de suivi en place, en plus de n'avoir aucun avantage pour elle, est inutilement lourde pour les petits producteurs en franchise et ne favorise pas l'atteinte des objectifs du PEV 2030 qui vise notamment à maximiser les injections de GSR au Québec.

[402] Pour l'ensemble de ces raisons, Énergir recommande de ne plus faire de suivi des déséquilibres auprès des producteurs en franchise dont le volume de GSR produit est inférieur à 10 000 GJ/jour pourvu que les volumes visent une destination en franchise uniquement.

[403] Le Distributeur indique qu'actuellement, les volumes de GSR produits en franchise se situent entre 200 et 900 GJ/jour par producteur et qu'il n'a pas tenu de discussions commerciales à ce jour auprès de producteurs en franchise souhaitant produire plus de 10 000 GJ/jour. À titre d'exemple, les volumes des projets en évaluation à ce jour se situent autour de 2,5 Mm³/an, soit 260 GJ/jour. Le projet le plus important signé en franchise prévu

²⁰¹ Cette pièce porte sur les capacités d'entreposage à renouveler au 1^{er} avril 2024.

²⁰² Pièce [B-0208](#), p. 14 et 15, réponse à la question 2.2.

en 2025 est inférieur à 10 000 GJ/jour. D’ici les cinq prochaines années, un seul producteur en franchise prévoit un volume supérieur à 5 000 GJ/jour et Nature Energy anticipe la production de volumes supérieurs à 2 000 GJ/jour pour plusieurs sites. Ces informations sont basées sur l’estimation de volume de 20 Mm³ annoncé dans les médias en décembre 2022²⁰³.

[404] La nouvelle mesure proposée par le Distributeur impliquerait la modification suivante à l’article 13.2.1 des CST :

« 13.2.1 APPLICATION

Pour tout client qui désire fournir partiellement ou totalement l’équilibrage servant à la gestion quotidienne du gaz naturel qu’il retire à ses installations ou qu’il injecte dans le réseau de distribution, sous réserve de l’article 17.2.2.

Le client assujetti au tarif D₁, D₃ ou D₄ qui désire fournir totalement son équilibrage, s’engage à livrer chaque jour au distributeur un VJC égal à sa consommation de la même journée ; les modalités relatives aux déséquilibres volumétriques décrites à l’article « Service fourni par le client » du service de fourniture sont applicables.

Le client assujetti au tarif D_R est assujetti à l’article 13.2.2.2 « Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés » à l’exception du client injectant du gaz de source renouvelable qui livre l’ensemble des volumes injectés en franchise et dont le volume d’injection quotidien est inférieur à 10 000 GJ²⁰⁴ ».

[Énergir souligne; les ajouts sont en bleu]

[405] Cependant, pour ce qui est des producteurs livrant hors franchise, comme Énergir doit concilier ses volumes à la sortie de la franchise, il pourrait y avoir un préjudice pour sa clientèle si les livraisons du producteur sur le réseau ne sont pas équivalentes à la nomination sur le réseau de TCPL. Ceci s’explique par le fait qu’Énergir détient des outils pour équilibrer la demande en franchise, mais ne possède pas d’outils pour gérer des écarts liés à la demande hors franchise. Ainsi, il est nécessaire qu’un mécanisme soit maintenu pour les livraisons hors franchise afin d’assurer que la clientèle n’ait pas à déboursier de frais pour l’équilibrage additionnel que cela pourrait générer. Pour cette raison, Énergir recommande de maintenir le suivi des déséquilibres quotidiens et cumulatifs selon les seuils actuels, tel que décrit dans les CST, pour les volumes livrés par les producteurs de GSR hors territoire, et ceci, peu importe leur volume de production.

²⁰³ Pièce [B-0208](#), p. 17, réponses aux questions 2.10 à 2.12.

²⁰⁴ Pièce [B-0163](#), p. 55.

[406] En réponse à une DDR de la FCEI, Énergir indique que le niveau des nominations à la première fenêtre de la journée gazière comporte toujours une marge d'incertitude (température, variation de la demande, etc.)²⁰⁵. Les injections des clients au tarif D_R n'ont jamais été traités de façon spécifique et, pour le moment, aucun ajustement n'est effectué pour eux spécifiquement. Ainsi, il est impossible de corriger les variations quotidiennes de retrait et d'injection par la valeur des déséquilibres volumétriques des clients D_R.

[407] Le Distributeur ajoute qu'en début de journée gazière, Énergir s'attend à ce que la demande varie entre sa prévision initiale et la demande réelle pour la journée. La planification quotidienne implique donc de prévoir les outils afin de pouvoir absorber cette variation. Selon lui, il n'y a pas eu d'impact sur la planification quotidienne depuis l'ajout des clients D_R, peu importe leur niveau d'injection. Tant que le volume produit par un producteur en franchise est inférieur à 10 000 GJ/jour, les outils actuels de flexibilité opérationnelle permettent de réduire les coûts et les risques associés aux déséquilibres quotidiens à près de zéro. Dans ce cas, Énergir ne voit pas d'enjeu du fait que les producteurs ne signalent pas leurs variations de production.

[408] En conclusion, par la mise en place des nouvelles mesures identifiées ci-dessus, Énergir cherche à assouplir le suivi des déséquilibres afin de favoriser l'atteinte des objectifs du PEV 2030 qui vise notamment à maximiser les injections de GSR, le tout sans impact sur les coûts en approvisionnements gaziers.

17.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[409] La Régie retient qu'une application uniforme des seuils prévus à l'article 13.2.1 des CST ferait en sorte qu'Énergir pourrait facturer aux producteurs de GSR des pénalités qui ne seraient pas représentatives des coûts réellement encourus par Énergir et sa clientèle. Étant donné que les tarifs ont pour but de permettre à un distributeur de générer son revenu requis, ni plus ni moins, elle est d'avis qu'il serait alors injuste et déraisonnable qu'Énergir facture des montants supérieurs à ses coûts.

[410] Elle retient également que la gestion des déséquilibres est possible à un coût presque nul tant que les volumes produits en franchise sont livrés en franchise et demeurent

²⁰⁵ Pièce [B-0208](#), p. 16, réponses aux questions 2.6 à 2.9.

inférieurs à 10 000 GJ/jour. Le fait de ne pas facturer de pénalités dans ce contexte n'aurait donc pas d'impact significatif sur la clientèle d'Énergir.

[411] La proposition du Distributeur de ne pas facturer de pénalités aux producteurs de GSR en franchise livrant moins de 10 000 GJ/jour en franchise lui apparaît donc adéquate. De plus, elle note que le suivi des déséquilibres quotidiens et cumulatifs est maintenu pour les volumes livrés hors territoire par les producteurs de GSR selon les seuils actuels décrits à l'article 13.2.2 des CST.

[412] Ainsi, la Régie approuve la modification proposée par Énergir à l'article 13.2.1 des CST.

[413] Par ailleurs, étant donné qu'une analyse d'impact serait nécessaire avec la venue éventuelle d'un projet visant une production et une livraison de plus de 10 000 GJ/jour en franchise, la Régie juge qu'un suivi à cet égard serait opportun et constate qu'Énergir n'aurait pas de problème à déposer une étude d'impact sur les besoins de flexibilité opérationnelle et le plan d'approvisionnement²⁰⁶.

[414] Dans le cas où un projet d'approvisionnement en GSR visant une production et une livraison de plus de 10 000 GJ/jour livrés en franchise serait prévu, la Régie demande à Énergir de déposer une étude d'impact sur les besoins de flexibilité opérationnelle et le plan d'approvisionnement.

²⁰⁶ Pièce [A-0070](#), p. 232 et 233.

18. STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 2022-2023

18.1 TARIFS PROVISOIRES À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2023

[415] Dans ses décisions D-2022-025 et D-2022-123²⁰⁷, la Régie jugeait que l'application provisoire des tarifs proposés à compter du 1^{er} octobre de l'année témoin constituait l'approche à privilégier dans le cadre des dossiers tarifaires.

[416] **Ainsi, au terme de l'audience, après examen de la preuve au soutien de la Demande, la Régie a réitéré cette conclusion et autorisé Énergir, séance tenante, à appliquer provisoirement, à compter du 1^{er} octobre 2023, les taux, le nombre maximum de jours d'interruption et les grilles tarifaires soumis pour approbation dans le présent dossier et présentés aux pièces Énergir-Q, Document 6 et 10, soit les pièces révisées B-0225 et B-0226²⁰⁸.**

18.2 ÉTABLISSEMENT DES PRIX DE FOURNITURE DU GSR ET DE LA CONTRIBUTION AU VERDISSEMENT DU RÉSEAU GAZIER

18.2.1 FONCTIONNALISATION ET TARIFICATION DES COÛTS DU SPEDE LIÉS AU GSR

[417] Énergir rappelle que, dans sa décision D-2021-158²⁰⁹, la Régie approuvait la facturation des coûts du SPEDE liés aux volumes de GSR dans le service SPEDE général, d'ici à ce que le coût total prévu du SPEDE lié au GSR atteigne 50 000 \$.

[418] Étant donné la tendance à la hausse des prix finaux des ventes aux enchères des derniers mois, Énergir évalue que ce seuil serait atteint avant la fin des travaux informatiques requis pour facturer distinctement le SPEDE pour les volumes de GSR. En effet, elle estime que le coût annuel du SPEDE lié au GSR sera d'environ 77 808 \$ dès l'année 2023-2024. De plus, Énergir concentre présentement ses efforts au développement

²⁰⁷ Dossier R-4177-2021 Phase 1, décision [D-2022-025](#), p. 22, et Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 113.

²⁰⁸ Pièces [A-0076](#), p. 294 et 295, [B-0225](#) et [B-0226](#).

²⁰⁹ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 65, par. 277.

des modifications approuvées dans le cadre de la phase 2B du dossier R-3867-2013 devant entrer en vigueur le 1^{er} octobre 2023.

[419] Énergir a d’abord estimé l’impact, pour l’année 2023-2024, des coûts du SPEDE liés au GSR sur le tarif du service SPEDE général en fonction des deux scénarios²¹⁰. Bien que le seuil de 50 000 \$ soit dépassé, elle est d’avis que l’impact des coûts du SPEDE liés au GSR sur le tarif du service SPEDE général demeure marginal. En réponse à la DDR n° 10 de la Régie, Énergir présente l’estimation de l’impact de sa proposition à l’horizon 2030-2031, laquelle est reproduite au tableau suivant.

TABLEAU 18
IMPACT DES COÛTS DU SPEDE LIÉ AU GSR SUR LE TARIF DU SERVICE SPEDE
GÉNÉRAL À L’HORIZON 2030-2031

Année tarifaire	Livraisons GSR (% vol. totaux)	Estimé coûts SPEDE (GSR) \$	Volumes du SPEDE vendus ⁽¹⁾	Taux du SPEDE (¢/m ³)		
				Général ⁽²⁾	GSR	Var.
2023-2024	2%	77 808	3 130 337	10,867	0,0025	0,02%
2025-2026	5%	207 332	2 898 718	11,609	0,0072	0,06%
2028-2029	7%	423 998	2 753 743	17,492	0,0154	0,09%
2030-2031	10%	673 758	2 485 253	20,026	0,0271	0,14%

Source : Pièce [B-0263](#), p. 14, réponse à la question 5.1.

(1) 2025 à 2029 : Voir tableaux 1 et 2 de la pièce [B-0064](#), p. 6, Émissions des clients à couvrir (QC.30), excluant GSR.

2030-2031 : Déterminé à partir des volumes de 2028-2029 en projetant une baisse de 5 % pour chacune des deux années suivantes.

(2) Correspond au tarif du SPEDE d’Énergir prévu pour chacune des années financières, à partir des modèles prévisionnels des CFR SPEDE. Ces modèles sont établis à partir des prévisions de prix des unités d’émission pour les années 2024-2030, comme présenté au tableau 4 de la pièce confidentielle B-0065. Les projections des CFR-SPEDE étant disponibles jusqu’en 2029, le tarif de 2030-2031 a été établi en appliquant une inflation annuelle de 7 % pour chacune des deux années suivantes sur le taux du SPEDE de 2028-2029.

[420] Par ailleurs, Énergir souligne que les clients du distributeur d’électricité ne sont pas facturés pour les coûts associés au facteur d’émission sur une ligne distincte de leur facture. De plus, à la lecture des conditions de service de Gazifère, Énergir comprend que ce distributeur continue d’exempter du SPEDE les clients consommant volontairement du GSR.

[421] Afin d’assurer une cohérence entre les autres distributeurs, Énergir propose de maintenir le traitement actuel des coûts du SPEDE GSR de manière permanente. Énergir soumet ne pas remettre en question la causalité des coûts, puisque la fonctionnalisation et

²¹⁰ Pièce [B-0260](#), p. 5

l'allocation de coûts du SPEDE GSR continueraient d'être appliquées, tel qu'approuvé dans la décision D-2021-158.

18.2.2 ÉTABLISSEMENT DES PRIX DU GSR ET DU VERDISSEMENT DU RÉSEAU GAZIER

[422] Pour 2023-2024, Énergir établit le prix du GSR à 72,457 ¢/m³, calculé comme suit :

TABLEAU 19
PRIX DU GSR POUR L'ANNÉE 2023-2024

Composantes	Calcul	Tarif
Coût moyen pondéré des achats de GSR projeté en 2023-2024 divisé par l'approvisionnement en gaz de réseau GSR prévu	$\frac{87\,892\,475\ \$}{124\,656\,193\ \text{m}^3} =$	70,508 ¢/m ³
Écart de prix cumulatif GSR au 30 septembre 2024 et intérêts divisé par les volumes de vente de GSR prévu	$\frac{2\,408\,033\ \$}{123\,566\,393\ \text{m}^3} =$	1,949 ¢/m ³
Solde du Surcoût du GSR inventu au-delà du seuil pour l'année 2021-2022 divisé par les volumes de vente de GSR prévu	$\frac{0\ \$}{123\,566\,393\ \text{m}^3} =$	0,000 ¢/m ³
Prix du GSR pour l'année 2023-2024		= 72,457 ¢/m³

Source : Tableau établi à partir des pièces B-0260, p. 8 à 10. Les contrats d'approvisionnement en GSR prévus mais non approuvés au moment du dépôt du dossier ne sont pas pris en compte aux fins d'établissement du prix du GSR.

[423] Le solde du CFR-Surcoût du GSR inventu est nul pour l'année tarifaire 2021-2022, étant donné l'absence d'inscription d'unité inventue à ce compte²¹¹.

[424] Pour cette raison, la composante de Surcoût du GSR inventu à intégrer au prix du GSR de l'année 2023-2024 et le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier sont donc de 0,000 ¢/m³.

²¹¹ Pièce B-0260, p. 9.

18.3 TARIFS DE DISTRIBUTION

[425] Dans la mesure où les travaux sur la vision tarifaire sont en cours dans le cadre du dossier R-3867-2013, Énergir propose²¹², conformément à la décision D-2019-141²¹³, de maintenir la stratégie tarifaire approuvée dans la décision D-2013-106²¹⁴ pour l'établissement des tarifs 2023-2024.

[426] Énergir utilise le revenu requis en distribution net de la contribution GES pour déterminer la variation par tarif, afin de générer les tarifs conformément au processus en vigueur, lequel est résumé ci-dessous.

[427] Pour le tarif général D₁, Énergir applique une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers du tarif D₁, équivalant à la variation globale du tarif D₁ déterminée dans la répartition tarifaire; c'est-à-dire une variation globale du tarif D₁ de 2,5 %. De plus, elle maintient le ratio actuel entre les composantes fixes et variables du tarif de distribution D₁.

[428] Pour les tarifs à débit stable D₃ et D₄, le taux au volume retiré est maintenu à 0,350 ¢/m³ et la variation tarifaire est appliquée en totalité sur la grille de taux de l'obligation minimale quotidienne (OMQ).

[429] Quant au tarif interruptible, le Distributeur applique une variation uniforme de 2,5 % à tous les paliers du tarif D₅. Par la suite, un ajustement uniforme de la grille du service D₅ est réalisé afin de tenir compte de l'effet sur les revenus de distribution de la fixation du prix d'équilibrage des clients en service de gaz d'appoint concurrence. Au présent dossier, l'écart de revenus à neutraliser est marginal (0,8 k\$) et ne comporte pas d'impact sur l'établissement des grilles tarifaires. L'ajustement uniforme de la grille du tarif D₅ n'a donc pas été réalisé cette année.

[430] Bien que l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle ne soit pas maintenu, Énergir a tout de même déposé la pièce portant sur la répartition tarifaire pour l'année

²¹² Pièce [B-0125](#), p. 16 et suivantes.

²¹³ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), section 26.

²¹⁴ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-106](#), p. 134, par. 623.

2023-2024²¹⁵. La variation de revenu requise pour générer les revenus de distribution proposés de 694,8 M\$ est de 2,46 % pour chacun des paliers des services D₁, D₃, D₄ et D₅.

18.4 TARIF DE TRANSPORT

[431] Énergir présente les prix de transport à la pièce B-0127²¹⁶. Les coûts totaux de transport prévus pour 2023-2024 s'élèvent à 195,3 M\$. Ces coûts sont réduits des revenus d'obligation minimale annuelle de 0,5 M\$ et des revenus de transport du gaz d'appoint de 1,5 M\$. Ainsi, les coûts de transport à récupérer à partir du tarif de transport s'élèvent à 193,3 M\$.

[432] La Régie note que pour l'année 2023-2024, le prix de transport suggéré par Énergir enregistre une diminution de 3,1 %²¹⁷ pour s'établir à 3,212 ¢/m³ au 1^{er} octobre 2023, et à 0,090 ¢/m³ pour les clients de la zone Nord fournissant le service.

18.5 TARIF D'ÉQUILIBRAGE

[433] Pour l'année 2023-2024, le Distributeur établit le coût total d'équilibrage, net de la contribution GES, à 146,6 M\$, soit un montant de 133,0 M\$ pour l'équilibrage saisonnier et 13,6 M\$ en flexibilité opérationnelle. En suivi des décisions D-2022-084 et D-2022-101²¹⁸, les taux d'équilibrage sont établis selon la nouvelle méthodologie approuvée à compter de l'année 2023-2024²¹⁹. De plus, en suivi de la décision D-2023-074²²⁰, l'application de cette nouvelle méthodologie a fait l'objet d'une présentation dans le cadre d'une séance de travail²²¹.

[434] En audience, Énergir confirme que les taux « pointe » et « autres » sont des taux moyens. Le tableau suivant présente le prix moyen d'équilibrage par classe tarifaire.

²¹⁵ Pièce [B-0129](#).

²¹⁶ Pièce [B-0127](#).

²¹⁷ Pièce [B-0108](#).

²¹⁸ Dossier R-3867-2013 Phase 2, décisions [D-2022-084](#) et [D-2022-101](#).

²¹⁹ Les détails des calculs se trouvent aux pièces [B-0260](#), section 5, et [B-0224](#).

²²⁰ Décision [D-2023-074](#), p. 26.

²²¹ Pièce [B-0235](#).

TABLEAU 20
PRIX MOYEN D'ÉQUILIBRAGE - BUDGET 2023-2024

Prix avec plafond (¢/m ³)	D1	D3	D4	D5 volet A	D5 volet B	GAC	Total
Taux moyen « pointe »							2,000
Taux moyen « autres »							0,225
Prix moyen de l'équilibrage	4,189	1,563	0,899	-0,669	3,106	0,450	
Prix maximum							18,221

Sources : Tableau établi à partir des pièces [B-0260](#), p. 13 et 14, [B-0224](#) et [A-0072](#), p. 45 et 46.

[435] Pour le service d'équilibrage fourni par le client, considérant que la variation marginale des taux de transport de TCPL au 1^{er} janvier 2023 n'a pas fait l'objet d'une demande spécifique, les taux prévus à l'article 13.2.2.2 des CST, applicables aux déséquilibres quotidiens et aux soldes des comptes d'écarts cumulatifs, demeurent inchangés²²².

18.6 TARIF DE RÉCEPTION

[436] Au moment de déposer sa demande tarifaire, Énergir prévoyait que neuf producteurs de GSR supplémentaires commenceraient à injecter dans le réseau de distribution d'ici la fin de l'année 2023-2024, dont WAGA (Saint-Étienne-des-Grès). De plus, la Ville de Saint-Hyacinthe, la Coop Agri-Énergie Warwick, ADM Agri-Industries Company, le Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie (CTBM) ainsi que la Société d'économie mixte de l'est de la couronne sud (SÉMECS) poursuivraient leur injection²²³.

[437] Pour 2023-2024, le coût prévu du service de réception appliqué en diminution des revenus de distribution dans les grilles tarifaires s'élève à 2 980 k\$²²⁴.

[438] En suivi des décisions D-2020-145, D-2021-140 et D-2022-123²²⁵, le Distributeur présente les coûts de catégorie A et la base de tarification mensuelle pour chaque

²²² Pièce [B-0260](#), p. 14 et 15.

²²³ Pièce [B-0223](#), p. 22.

²²⁴ Pièce B-0131. Dans la pièce [B-0226](#), p. 12, Énergir révisé le coût du service de réception à 2 898 k\$.

²²⁵ Dossiers R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 116, R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 103, et R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 13.

producteur. Il met à jour la carte des zones de consommation et présente la prévision de la demande d'injection de GSR par zone de consommation pour chacune des années du plan d'approvisionnement ainsi que les consommations quotidiennes moyennes d'hiver et d'été par zone de consommation en 2023-2024²²⁶.

[439] Les taux aux points de réception relatifs à la capacité maximale contractuelle de Saint-Hyacinthe, de la Coop Agri-Énergie Warwick, d'ADM Agri-Industries Company, de CTBM, de la SÉMECS et de WAGA (Saint-Étienne-des-Grès) pour 2023-2024 sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 21
TAUX AUX POINTS DE RÉCEPTION 2023-2024
RELATIFS À LA CAPACITÉ MAXIMALE CONTRACTUELLE

Capacité maximale contractuelle, coût de service et taux 2023-2024 par point de réception	CMC 10 ^m	Volet Investissement		Volet Distribution	
		coût 000 \$	taux fixe ¢/m ³ /jour	coût 000 \$	taux fixe ¢/m ³ /jour
Saint-Hyacinthe	64,0	77,1	0,329	92,2	0,394
Coop Agri-Énergie Warwick	13,0	-	-	43,8	0,948
ADM Agri-Industries Company	18,0	26,5	0,401	84,4	1,278
CTBM	16,0	58,6	1,027	151,5	2,654
SÉMECS	50,0	-	-	87,6	0,483
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	43,0	-	-	86,2	0,547

CMC : Capacité maximale contractuelle.

Source : Pièce [B-0226](#).

[440] En ce qui a trait à la portion variable du tarif de réception, Énergir établit le taux unitaire applicable à 0,178 ¢/m³ pour chaque m³ de volume injecté en 2023-2024.

[441] De plus, en réponse à une DDR de la Régie²²⁷, Énergir présente, dans un tableau, le calcul d'application de la méthodologie d'établissement des coûts de catégorie C approuvée par la Régie dans sa décision D-2022-123²²⁸ pour les points de réception WAGA (Saint-Étienne-des-Grès) et CTBM.

²²⁶ Pièces [B-0226](#), p. 11 et 12, et [B-0223](#), Annexe 1.

²²⁷ Pièce [B-0263](#), réponse à la question 6.1.

²²⁸ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 134.

[442] La Régie considère qu'il serait utile, à des fins de compréhension, qu'un tel tableau soit également présenté pour la nouvelle méthodologie d'établissement des coûts de catégorie C approuvée à la section 17.1.2 de la présente décision. **En conséquence, la Régie demande à Énergir de déposer, dans sa preuve au soutien d'une première demande d'approbation des taux du tarif de réception pour un nouveau projet d'injection de GSR, un tableau présentant le calcul de l'application de la méthodologie d'établissement des coûts de catégorie C, selon la forme et la teneur du tableau présenté à la page 16 de la pièce B-0263, en y apportant les adaptations nécessaires pour refléter les modifications approuvées par la présente décision.**

18.7 OPINION DE LA RÉGIE

[443] Selon le tableau 18 de la présente décision, la Régie reconnaît que l'impact des coûts du SPEDE lié au GSR sur le tarif du service SPEDE est somme toute marginal. En effet, le maintien du traitement actuel des coûts du SPEDE GSR représenterait une hausse du tarif du service SPEDE général entre 0,02 % en 2023-2024 et 0,14 % à l'horizon 2030-2031.

[444] **En conséquence, la Régie autorise le maintien permanent de la fonctionnalisation et de la tarification actuelles des coûts supplémentaires du SPEDE GSR au service du SPEDE général.**

[445] La Régie est d'avis que le prix de fourniture du GSR, le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier et les taux du tarif de réception sont établis conformément aux décisions applicables.

[446] **La Régie approuve les prix de transport, le prix de fourniture du GSR et le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier, tels que proposés par Énergir pour l'année tarifaire 2023-2024. Elle approuve également les taux du tarif de réception pour l'année tarifaire 2023-2024, sous réserve de la mise à jour demandée à la section 17.1.2 de la présente décision.**

[447] **De plus, la Régie prend acte du suivi des décisions D-2020-145 (paragraphe 478), D-2021-140 (paragraphe 434) et D-2022-123 (paragraphe 30) relatives aux points de réception et s'en déclare satisfaite.**

[448] En ce qui a trait aux prix d'équilibrage, la Régie juge qu'ils sont établis en conformité avec la décision D-2022-084. **En conséquence, la Régie approuve les prix d'équilibrage proposés par Énergir pour l'année tarifaire 2023-2024.**

[449] **Par ailleurs, la Régie demande à Énergir, de mettre à jour, à compter du prochain dossier tarifaire, la pièce B-0224 afin de préciser que les taux d'équilibrage présentés sont des taux moyens.**

19. MODIFICATIONS TARIFAIRES AU SERVICE SPEDE

19.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[450] Énergir demande à la Régie d'approuver la méthodologie proposée de calcul du prix trimestriel du service SPEDE pour une entrée en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2024.

[451] Énergir rappelle que le service lié au SPEDE ainsi que les traitements tarifaires et comptables en vigueur ont été approuvés par la Régie dans sa décision D-2014-171²²⁹. Les différentes composantes du service SPEDE sont comptabilisées dans un CFR maintenu hors base de tarification, comprenant les éléments suivants :

TABLEAU 22
CFR-SPEDE – PÉRIODE DE CONFORMITÉ XXXX-XXXX

CFR -SPEDE - période de conformité x	000 \$	10 ³ m ³
Solde du début (montant et quantité)	xxx	xxx
Achats de droits d'émission de GES - coûts réels et quantité	xxx	xxx
Volumes d'émissions de GES réalisées (clients, auto-consommation et gaz perdu) valorisés au prix du service SPEDE en vigueur	(xxx)	(xxx)
Intérêts capitalisés selon le coût moyen pondéré du capital	xxx	
Impôt sur le revenu attribuable au service du SPEDE	xxx	-
Solde de la fin	xxx	xxx

Source : Pièce [B-0156](#), p. 4 (tableau établi par la Régie).

²²⁹ Dossier R-3978-2014 Phase 1, décision [D-2014-171](#), section 5, p. 13 à 24.

[452] Actuellement, le prix du SPEDE est établi mensuellement sur la base de données projetées, soit un prix théorique d'acquisition des nouveaux droits d'émission de GES (PTANDÉ) et des volumes projetés sur 12 mois. Le prix du service SPEDE inclut également les écarts entre les coûts d'acquisition réels des droits d'émission et les revenus facturés aux clients selon le tarif du service SPEDE. Enfin, le prix du service SPEDE inclut la valeur du rendement et des impôts sur la base de tarification du service SPEDE constitué de l'encaisse règlementaire ramené en €/m³ selon les volumes du service SPEDE prévus à chaque dossier tarifaire (coût unitaire maintien SPEDE).

[453] Le prix du service SPEDE, en €/m³, est établi mensuellement selon la formule suivante²³⁰ :

$$\left(\frac{(\text{PTANDÉ} \times \text{Volumes 12 mois}) + \text{Écart de coûts cumulatif}}{\text{Volumes 12 mois}} \right) \times 100 + \text{coût unitaire maintien SPEDE}$$

[454] Puisque les constats à l'égard du mode de tarification actuel du SPEDE requièrent de référer aux stratégies d'achats, Énergir présente la problématique liée à la tarification actuelle dans la pièce B-0157 déposée sous pli confidentiel. Cette pièce est traitée en annexe confidentielle de la présente décision.

[455] À cet égard, Énergir souligne que le tarif actuel ne donne pas d'informations explicites sur le niveau d'inventaire des droits d'émission ou sur le coût réel d'acquisition des droits. Ainsi, dans un souci de ne pas causer de préjudice commercial, Énergir soumet que les informations divulguées et supportant l'établissement du tarif, soit les intrants au calcul du tarif, ne doivent pas donner d'indications à cet égard²³¹.

[456] Énergir rappelle également que, du point de vue règlementaire, les informations relatives au SPEDE ont toujours été déposées sous pli confidentiel.

[457] Afin de remédier à la problématique, Énergir propose une nouvelle méthode de tarification en révisant certains paramètres de l'établissement du prix du service SPEDE. Elle présente également des simulations de la nouvelle méthode de tarification proposée ainsi que des analyses rétrospectives sur la base des périodes de conformité fermées.

²³⁰ Pièce [B-0156](#), p. 4, et dossier R-3879-2014 Phase 1, décision [D-2014-171](#), p. 19.

²³¹ Pièces [B-0156](#), p. 9, et [B-0205](#), p. 14 et 15, réponse à la question 8.1.

[458] Outre la nouvelle méthode de tarification, Énergir propose de modifier l'article 15.1.2.1 des CST comme suit afin que le prix du SPEDE soit ajusté trimestriellement plutôt que mensuellement.

« 15.1.2. TARIF DU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION (SPEDE)

15.1.2.1 Prix du SPEDE

*Pour chaque m³ de volume retiré de gaz naturel traditionnel, le prix du SPEDE, en date du 1^{er} ~~décembre 2022~~^{****} 2024, est de ~~#,###6,713~~ ^{#,###} ~~6,713~~ ^{6,713} ¢/m³. Ce prix peut être ajusté ~~trimestriellement~~ ^{mensuellement} pour refléter le coût réel d'acquisition »²³².*

[Énergir souligne; les ajouts sont en bleu et les retraits en rouge barré]

19.2 OPINION DE LA RÉGIE

[459] **Pour les motifs invoqués par Énergir et exposés dans l'annexe confidentielle à la présente décision, la Régie approuve la modification à l'article 15.1.2.1 des CST, à compter du 1^{er} janvier 2024, tel que proposé par Énergir.**

[460] La Régie retient [REDACTED]

[461] **Pour l'établissement du tarif SPEDE du premier trimestre de l'année 2024, considérant le calendrier serré en raison de la période des fêtes, la Régie demande à Énergir de déposer, en phase 3 du présent dossier et dans les meilleurs délais, les intrants au calcul du tarif SPEDE au 1^{er} janvier 2024, selon la forme et la teneur du tableau présenté en réponse à la question 1.2 de la pièce B-0261.**

[462] **De plus, la Régie demande à Énergir de déposer le document de suivi administratif de la dernière vente aux enchères dans un délai de trois à quatre semaines suivant les résultats des ventes aux enchères. Ce document devra inclure le**

²³² Pièce [B-0156](#), p. 18.

tableau récapitulatif présenté en réponse à la question 1.3 de la pièce confidentielle B-0261, comme proposé.

[463] Ce n'est qu'au terme de la période testée dans la phase 3 du présent dossier que la Régie se prononcera sur l'information à inclure dans le Document du coût du gaz naturel.

20. PROPOSITIONS DE MESURES TARIFAIRES VISANT LES CLIENTS UTILISANT LE GAZ NATUREL COMME ÉNERGIE D'APPOINT

20.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[464] Énergir a reçu, au cours des deux dernières années, plusieurs demandes de grands clients afin d'évaluer le coût associé à des profils de consommation non traditionnels avec un mix énergétique davantage orienté vers la consommation d'électricité. Tous les profils de consommation envisagés accorderaient une place moins importante au gaz naturel, mais non nulle.

[465] Énergir s'est questionnée quant à l'adéquation des CST dans leurs formes actuelles avec ces nouveaux profils de consommation potentiels. Énergir vise à s'assurer que les mesures de décarbonation des grands clients n'impactent pas indûment le reste de la clientèle²³³.

[466] Dans ce contexte, afin de se préparer à la desserte de ces nouveaux profils de consommation, le Distributeur propose des mesures tarifaires visant à stabiliser les revenus des clients utilisant le gaz naturel comme énergie d'appoint, le tout afin de maintenir l'équité et la stabilité tarifaire²³⁴.

[467] Énergir appuie les mesures de décarbonation de ses grands clients. Cependant, il importe que ces clients paient leur juste part des coûts. En effet, considérant que l'utilisation de ses infrastructures en période de pointe a une très forte valeur, le Distributeur veut ainsi s'assurer que les clients qui font appel aux actifs gaziers dans leur plan de décarbonation

²³³ Pièce [B-0227](#), p. 3.

²³⁴ Pièce [B-0298](#), p. 12.

paient pour cette valeur. Les mesures proposées au présent dossier constituent un premier changement tarifaire en lien avec la décarbonation²³⁵.

20.1.1 DICHOTOMIE ENTRE LA STRUCTURE DE COÛTS ET LA STRUCTURE TARIFAIRE

[468] Énergir explique que ses coûts sont principalement fixes et dépendent de la demande de capacité de pointe des clients, tant en distribution qu'en transport et en équilibrage. En effet, puisque le Distributeur doit s'assurer de pouvoir approvisionner les clients tous les jours de l'année, elle conçoit ses conduites et achète ses outils d'approvisionnement en fonction du besoin de la demande maximale des clients. Les coûts encourus dépendent donc de sa demande de capacité de pointe; plus la demande de capacité de pointe est élevée, plus le coût de desservir l'est aussi.

[469] La structure tarifaire du Distributeur est principalement variable et fonction du volume consommé par les clients. Au service de distribution, bien que la plupart des tarifs offerts comportent une composante fixe, celle-ci est relativement faible au tarif D₁²³⁶.

[470] En matière d'approvisionnement, les tarifs des services de transport et d'équilibrage ne comportent qu'une composante variable; les revenus dépendent entièrement du volume consommé par le client. En équilibrage, bien que le taux soit ajusté pour le profil de consommation estimé des clients, si un client consommait très peu d'année en année, celui-ci pourrait se retrouver constamment sous le coefficient d'utilisation (CU) à partir duquel le taux maximal est calculé et rapporter un revenu inférieur au coût qu'il génère.

[471] Il y a donc une dichotomie entre la structure des coûts et la structure des tarifs puisque la première est fonction de la capacité demandée par un client alors que l'autre repose sur le volume consommé par un client.

[472] Énergir explique qu'un écart important se créerait entre les revenus générés par les grands clients qui opteraient pour le gaz naturel comme énergie d'appoint et les coûts occasionnés pour les desservir. Cet écart serait récupéré par une augmentation des tarifs et pénaliserait donc le reste de la clientèle²³⁷.

²³⁵ Pièce [A-0070](#), p. 33.

²³⁶ Pièce [B-0227](#), p. 4.

²³⁷ Pièce [B-0227](#), p. 5.

20.1.2 MESURES TARIFAIRES PROPOSÉES

[473] Afin de stabiliser les revenus aux services de distribution, de transport et d'équilibrage, Énergir propose de mettre en place des obligations minimales annuelles (OMA) pour les grands clients ayant un profil de consommation d'appoint.

[474] Énergir soumet que la mise en place de ces OMA permettrait de régler les enjeux décrits précédemment en acceptant la récupération d'un revenu donné indépendamment de la quantité de gaz naturel consommé.

[475] Énergir propose la mise en place de deux OMA, dont l'une viserait le service de distribution exclusivement, et l'autre regrouperait les services d'approvisionnement, soit les services de transport et d'équilibrage. Ces deux OMA partageraient les mêmes critères d'assujettissement et la même méthodologie de calibration.

Critères d'assujettissement

[476] Afin de cibler uniquement les grands clients, Énergir propose que les OMA s'appliquent aux clients au tarif de distribution général (D₁) dont la demande de capacité de pointe potentielle²³⁸ est supérieure ou égale à 10 000 m³ et dont le CU potentiel est inférieur à 10 %.

[477] En réponse à une DDR de l'ACIG, Énergir précise que ces critères d'assujettissement permettent de capter les clients dont le profil atypique aurait un impact matériel sur les coûts. Le taux maximum en équilibrage est établi en fonction d'un CU de 10 % et le seuil de 10 000 m³ est comparable au seuil volumétrique journalier d'adhésion au tarif ayant les critères les plus élevés en ce sens, soit le tarif D₄²³⁹.

Méthodologie de calibration

[478] Partant du principe que les coûts encourus pour desservir un client sont fortement corrélés avec la capacité demandée par ce client, Énergir propose d'utiliser la pointe comme

²³⁸ L'expression « capacité de pointe » peut aussi être remplacée par « pointe », « consommation de pointe » ou « consommation journalière maximale du 1^{er} décembre au dernier jour de février ».

²³⁹ Pièce [B-0207](#), p. 6, réponse à la question 1.7.

variable centrale dans la calibration des OMA. L'objectif visé est de récupérer un revenu similaire, peu importe le profil de consommation, pour une pointe donnée.

[479] Afin d'établir le montant des OMA, Énergir a utilisé la même base de données que celle utilisée pour générer les tarifs au présent dossier. Cette base de données contient notamment les pointes prévues et les revenus prévus pour les différents services, pour l'année tarifaire à venir, pour chacun des clients ayant un volume annuel projeté supérieur ou égal à 75 000 m³.

[480] Pour chacun des services, Énergir a utilisé les couples de données pointe_{client i} et revenus_{client i} pour chacun des clients i. En utilisant la pointe comme variable indépendante et les revenus comme variable dépendante, Énergir a procédé à une régression linéaire²⁴⁰.

[481] En réponse à une DDR de la FCEI, Énergir dépose les résultats des analyses de régression²⁴¹. En ce qui concerne ces résultats, Énergir s'exprime en ces termes :

« Au niveau de la régression pour le service de distribution, le coefficient de détermination est de 0,77 alors qu'il s'élève à 0,98 pour les services d'approvisionnement. Une importante proportion de la variation des revenus de ces services peut donc être expliquée par la pointe. De plus, dans les deux cas, la valeur-p nous permet de rejeter l'hypothèse nulle et considérer la variable pointe comme étant statistiquement significative »²⁴².

[482] Pour l'OMA en distribution, Énergir obtient un taux de 723,598 ¢/m³ et en approvisionnement un taux de 1 197,896 ¢/m³. Ainsi, si un client était assujéti aux OMA pendant l'année tarifaire 2023-2024 et qu'il était au service de transport du Distributeur, le montant de ses OMA serait déterminé ainsi :

*« OMA distribution = 723,598 ¢ * Pointe potentielle (m³) x 75 %
OMA approvisionnement = 1 197,896 ¢ * Pointe potentielle (m³) x 75 %²⁴³ ».*

²⁴⁰ Pièce [B-0227](#), p. 7.

²⁴¹ Pièce [B-0208](#), Annexe Q-3.9-B, p. 1 et 2.

²⁴² Pièce [B-0207](#), p. 7 et 8, réponse à la question 1.12.

²⁴³ Pièce [B-0227](#), p. 7.

[483] Dans le cas où le client fournirait son propre service de transport, le montant de son OMA en distribution serait calculé de la même manière que pour un client au service du Distributeur, alors que le montant de son OMA en approvisionnement serait plutôt déterminé ainsi :

« *OMA approvisionnement* = 1 197,896 ¢ * [*Pointe potentielle* (m³) – A (m³)] x 75 %²⁴⁴ ».

[484] Le principe serait le même pour les deux types de clients, mais pour ceux fournissant leur propre service de transport, la consommation moyenne annuelle réelle du client serait soustraite de la pointe potentiel. Cela reviendrait à appliquer une OMA pour le service d'équilibrage.

[485] Énergir considère que l'approche de facturer 75 % du montant obtenu par la méthodologie d'estimation développée permet de récupérer une part raisonnable des coûts occasionnés par le client. La marge de diminution de 25 % permet de couvrir le risque de surestimation du coût de la méthodologie employée.

[486] En réponse à une DDR de la FCEI demandant si Énergir a évalué le risque de surestimation du coût de la méthodologie employé, Énergir soumet que la méthodologie utilisée pour calibrer l'OMA repose sur plusieurs choix, notamment au niveau de l'échantillon et de la méthode d'estimation. Énergir rappelle que l'application d'un pourcentage similaire à celui proposé relève de ses pratiques habituelles. En effet, tant les OMA actuelles en fourniture de gaz de source renouvelable, en distribution et en transport que celle proposée et approuvée en équilibrage dans le cadre du dossier R-3867-2013 Phase 2B sont composées de pourcentages de 75 % à 78 %²⁴⁵.

20.1.3 APPLICATION ET ENTRÉE EN VIGUEUR DES MESURES PROPOSÉES

[487] Énergir présente la façon dont ces OMA seront appliquées. À la fin de chaque année tarifaire, Énergir vérifiera les données de consommation de l'ensemble des clients au tarif D₁. Les clients dont la consommation journalière de pointe, soit la consommation journalière maximale du 1^{er} décembre au dernier jour de février, aura été supérieure ou

²⁴⁴ *Ibid.*

²⁴⁵ Pièce [B-0208](#), p. 25, réponse à la question 3.11.

égale à 10 000 m³ et dont le CU aura été inférieur à 10 % au cours de l'année seront assujettis aux OMA proposées au cours de l'année tarifaire suivante.

[488] Au début de la première année tarifaire où un client sera assujetti aux OMA, Énergir communiquera avec lui afin de contractualiser le tout en fonction des modifications proposées aux CST.

[489] Premièrement, dans le cas où, à la fin de l'année tarifaire visée par le contrat, le client s'était vu facturer pour le service visé un montant inférieur à son OMA du service correspondant, le montant déficitaire lui serait facturé. L'OMA pour chaque service serait calculée en fonction des formules présentées à la section 20.1.4 de la présente décision et l'intrant de la pointe potentielle serait établi ainsi :

«

$$\begin{aligned} \text{Pointe potentielle} = & \text{Max (Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client)} + 2 \\ & * \text{Max (Pointe réelle } t - \text{Max (Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client); 0) \end{aligned}$$

».²⁴⁶

[490] La pointe potentielle convenue avec le client serait définie conjointement par Énergir et le client lors des discussions de début d'année.

[491] Dans le cas où la pointe réelle de l'année t serait plus élevée que la pointe réelle de l'année $t-1$ et la pointe potentielle convenue avec le client, l'écart serait multiplié par deux dans l'établissement de la pointe potentielle. Cette modalité a pour objectif d'inciter le client à fournir une estimation juste de ses besoins potentiels.

[492] Deuxièmement, afin de déterminer si le client serait toujours assujetti aux OMA lors de l'année tarifaire suivante, au lieu de se limiter aux paramètres basés sur la consommation réelle du client lors de l'année t , la pointe réelle de l'année $t-1$ et la pointe potentielle convenue avec le client seraient également utilisées.

[493] Afin de prendre en compte le contexte décrit à la section 20.1.1 de la présente décision, Énergir pourrait convenir d'une OMA avec un client actuel qui migrerait vers le tarif D₁ ou un nouveau client qui choisirait ce tarif. Cette avenue serait empruntée dans les

²⁴⁶ Pièce [B-0227](#), p. 8.

cas où la consommation anticipée d'un client remplirait les deux critères d'assujettissement. Cet assujettissement serait applicable :

- soit lors de l'année tarifaire en cours si le client commence à consommer au tarif D₁ au plus tard la dernière journée du mois de février;
- soit lors de l'année tarifaire suivante si le client commence à consommer au tarif D₁ après la dernière journée du mois de février.

[494] Dans les cas où le client serait assujetti lors de l'année tarifaire où il commence à consommer au tarif D₁, un ajustement serait appliqué afin de déterminer le volume à utiliser dans le calcul du CU. Plus précisément, ce paramètre sera calculé ainsi :

$$\ll \text{Volume consommé réel} * \frac{\text{Nombre de jours de l'année tarifaire}}{\text{Nombre de jours entre le début de la consommation au } D_1 \text{ et la fin de l'année tarifaire}} \gg^{247}.$$

[495] Ce volume ajusté serait utilisé afin de déterminer si le client doit payer un montant déficitaire lors de l'année t et s'il est assujetti aux OMA lors de l'année $t+1$.

[496] Énergir propose que les OMA entrent en vigueur le 1^{er} décembre 2023. À partir de ce moment, Énergir pourrait convenir d'une OMA avec les clients aux profils anticipés ciblés par les OMA qui migreraient vers le tarif D₁ ou les nouveaux clients qui choisiraient le tarif D₁. Pour la clientèle actuelle au tarif D₁, la première année d'assujettissement possible serait l'année tarifaire 2024-2025; le premier exercice de vérification des paramètres de consommation réelle pour fins d'assujettissement aurait lieu à la fin de l'année tarifaire 2023-2024.

[497] En suivi de la décision D-2023-074²⁴⁸, Énergir dépose un complément de preuve comme pièce B-0214²⁴⁹ dans laquelle elle présente, sur la base de données fictives, des exemples d'application des nouvelles OMA pour un nouveau client au tarif D₁ ainsi que pour un client actuel d'Énergir migrant au tarif D₁.

²⁴⁷ Pièce [B-0227](#), p. 9.

²⁴⁸ Décision [D-2023-074](#) p. 24 et 25, par. 88 et 89.

²⁴⁹ Pièce [B-0214](#).

20.1.4 MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX CST

[498] Énergir propose de modifier la définition d'OMA à la section 1.3 des CST.

« 1.3 DÉFINITIONS

[...]

OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)

Elle peut être soit :

- *~~un~~ volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarif, qu'il le retire ou l'injecte ou non; ou*
- *un revenu minimal, pour chaque année tarifaire, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarif.*

[...] »²⁵⁰. [Énergir souligne; les ajouts sont en bleu et les retraits en rouge barré]

[499] Au chapitre 14.2 portant sur le service de distribution D₁ Général, Énergir propose d'abolir l'actuel article 14.2.4 « Supplément pour service de pointe » afin d'éviter qu'il y ait double facturation. En effet, la combinaison des OMA proposées et les modalités convenues dans le dossier R-4169-2021 couvrent les effets d'application potentielle de l'article 14.2.4. De plus, aucun client n'est assujéti à cet article²⁵¹. Elle propose donc d'utiliser la numérotation 14.2.4 ainsi libérée afin d'inclure la nouvelle OMA proposée dans la même section.

« 14.2.54 OBLIGATIONS MINIMALES ANNUELLES (OMA)

14.2.4.1 Obligation minimale annuelle – Client nouvellement raccordé ou bénéficiant d'une aide financière

Le distributeur peut convenir, avec un client dont l'adresse de service est nouvellement raccordée au réseau de distribution ou avec un client qui bénéficie d'une aide financière, d'une OMA pour toute la durée du contrat. Si, à la fin d'une année contractuelle, le client a retiré un volume inférieur à son OMA, il sera facturé pour le volume déficitaire au moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 12 mois de l'année contractuelle ou du prix moyen du tarif de

²⁵⁰ Pièce [B-0227](#), p. 11.

²⁵¹ Pièce [B-0227](#), p. 10.

distribution résultant de la facturation du volume déficitaire réparti uniformément sur l'année contractuelle.

14.2.4.2 Obligation minimale annuelle – Client utilisant le gaz naturel comme source d'énergie d'appoint

L'article 14.2.4.2 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT ou au tarif biénergie de petite et de moyenne puissance pour le chauffage des espaces d'Hydro-Québec.

Tout client avec un coefficient d'utilisation inférieur à 10 % et une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 10 000 m³ lors d'une année tarifaire donnée sera assujetti au présent article lors de l'année tarifaire suivante :

- Pour les clients non assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe réelle et le volume de consommation réel afin de déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante;
- Pour les clients assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe potentielle, telle que définie à l'article 14.2.4.2.1 et le volume consommé réel pour déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante.

Nonobstant ce qui précède, le distributeur peut convenir, avec un client migrant vers le tarif D₁ ou un nouveau client, s'il prévoit que les paramètres de consommation du client rempliraient les critères d'assujettissement, d'une OMA. Si le client débute sa consommation au tarif D₁ :

- au plus tard le dernier jour du mois de février, il sera assujetti à l'OMA lors de l'année tarifaire en cours. Dans ce cas, le volume utilisé aux fins de calcul du coefficient d'utilisation est déterminé ainsi :

*Volume consommé réel **

Nombre de jours de l'année tarifaire

Nombre de jours entre le début de la consommation au D₁ et la fin de l'année tarifaire

- après le dernier jour du mois de février, il sera assujetti à l'OMA lors de l'année tarifaire suivante.

Pour tous les clients assujettis, le montant facturé en distribution doit être au moins égal à l'OMA applicable pour la même période.

14.2.4.2.1 Établissement de l'OMA

Le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :

$$\text{Montant de l'OMA} = \# \cdot \### \text{ €/m}^3 \times \text{Pointe potentielle du client} \times 75 \%$$

La pointe potentielle du client est déterminée selon la formule suivante :

$$\text{Pointe potentielle} = \text{Max}(\text{Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client}) + 2 * \text{Max}(\text{Pointe réelle } t - \text{Max}(\text{Pointe réelle } t - 1; \text{Pointe potentielle convenue avec le client}); 0)$$

La pointe réelle de l'année t correspond à la consommation journalière maximale du 1^{er} décembre au dernier jour du mois de février de l'année tarifaire t.

Pour les clients [pour lesquels] le distributeur ne dispose pas de données journalières facturables, les pointes quotidiennes réelles seront estimées à l'aide de la formule définie à l'article 13.1.3.1.

14.2.4.2.2 Facturation du revenu déficitaire

Si, à la fin de l'année tarifaire, le client s'est vu facturer en distribution un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.²⁵²»

[Énergir souligne; les modifications proposées sont en bleu]

[500] Énergir propose de placer l'article portant sur l'OMA relatif aux services d'approvisionnement à la section 13.1 portant sur le service d'équilibrage du distributeur.

« 13.1.4 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)

L'article 13.1.4 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif DT ou au tarif biénergie de petite et de moyenne puissance pour le chauffage des espaces d'Hydro-Québec.

Tout client avec un coefficient d'utilisation inférieur à 10 % et une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 10 000 m³ lors d'une année tarifaire donnée sera assujetti au présent article lors de l'année tarifaire suivante :

- Pour les clients non assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe réelle et le volume de consommation réel afin de déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante.
- Pour les clients assujettis lors de l'année tarifaire précédente, le distributeur considère la pointe potentielle, telle que définie à l'article 13.1.4.1 et le volume consommé réel pour déterminer l'assujettissement pour l'année tarifaire suivante.

Nonobstant ce qui précède, le distributeur peut convenir, avec un client migrant vers le tarif D₁ ou un nouveau client, s'il prévoit que les paramètres de consommation du client rempliraient les critères d'assujettissement, d'une OMA. Si le client débute sa consommation au tarif D₁ :

²⁵² Pièce B-0227, p. 11 à 12.

• au plus tard le dernier jour du mois de février, il sera assujéti à l'OMA lors de l'année tarifaire en cours. Dans ce cas, le volume utilisé aux fins de calcul du coefficient d'utilisation est déterminé ainsi :

Volume consommé réel *

Nombre de jours de l'année tarifaire.

Nombre de jours entre le début de la consommation au D1 et la fin de l'année tarifaire

• après le dernier jour du mois de février, il sera assujéti à l'OMA lors de l'année tarifaire suivante.

Pour tous les clients assujéti, la somme des montants facturés en transport et en équilibrage doit être au moins égale à l'OMA applicable pour la même période.

13.1.4.1 Établissement de l'OMA

Pour les clients au service de transport du distributeur, le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :

Montant de l'OMA = #, ### ¢/m³ x Pointe potentielle du client x 75 %

Pour les clients qui fournissent leur propre service de transport, le montant de l'OMA est déterminé selon la formule suivante :

Montant de l'OMA = #, ### ¢/m³ x

[Pointe potentielle du client – volume du 1er octobre ##### au 30 septembre #####] x 75 %

jours du 1er octobre ##### au 30 septembre

La pointe potentielle du client est déterminée selon la formule suivante :

Pointe potentielle = Max (Pointe réelle t – 1; Pointe potentielle convenue avec le client)
+

2 * Max (Pointe réelle t – Max (Pointe réelle t – 1; Pointe potentielle convenue avec le client); 0)

La pointe réelle de l'année t correspond à la consommation journalière maximale du 1er décembre au dernier jour du mois de février de l'année tarifaire t. Pour les clients dont le distributeur ne dispose pas de données journalières facturables, les pointes quotidiennes réelles seront estimées à l'aide de la formule définie à l'article 13.1.3.1.

13.1.4.2 Facturation du revenu déficitaire.

Si, à la fin de l'année tarifaire, le client s'est vu facturer en transport et en équilibrage un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé »²⁵³ [Énergir souligne; les modifications proposées sont en bleu]

20.2 POSITION DES INTERVENANTS

[501] L'ACIG considère que la preuve d'Énergir au soutien des mesures tarifaires proposées est incomplète et qu'un complément d'information devrait être déposé afin de permettre à la Régie de prendre une décision éclairée sur cette proposition.

[502] L'intervenante souligne que la preuve au dossier repose essentiellement sur une analyse des revenus et non sur une analyse des coûts. Énergir cherche essentiellement à stabiliser les revenus des clients ayant un profil de consommation d'appoint.

[503] Pour l'ACIG, il importe de savoir si les revenus générés par l'application des OMA permettront de couvrir les coûts des clients qui y seraient assujettis afin de déterminer si cette proposition aura un impact sur les autres clients.

[504] Bien que le principe de causalité des coûts ne soit pas le seul principe à prendre en considération dans l'établissement des tarifs, l'ACIG soumet qu'il s'agit d'un principe important et qu'en l'absence d'information sur les coûts de cette proposition, la Régie ne peut prendre une décision éclairée.

[505] L'ACIG soumet que la consommation de gaz naturel comme énergie d'appoint sans impact sur la pointe hivernale par le biais d'une interruption ou d'une consommation saisonnière estivale pourrait constituer une avenue pertinente à considérer. De l'avis de l'intervenante, ces propositions comportent des avantages à la consommation de gaz naturel comme énergie d'appoint ayant un impact sur la pointe hivernale.

[506] L'ACIG propose d'examiner cette avenue alternative en phase 3 du présent dossier suivant un complément de preuve à être déposé par le Distributeur.²⁵⁴

²⁵³ Pièce [B-0227](#), p. 13 à 14.

²⁵⁴ Pièce [C-ACIG-29](#), p. 23 24, et notes sténographiques, 11 septembre 2023, pièce [A-0074](#), p. 57 et 58.

20.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LA POSITION DE L'ACIG

[507] Énergir rappelle que les diverses modifications aux CST proposées visent à stabiliser les revenus des clients utilisant le gaz naturel comme énergie d'appoint, le tout afin de maintenir l'équité et la stabilité tarifaire.

[508] En ce qui a trait à la suffisance de la preuve, le Distributeur souligne que la Régie a déjà demandé un complément de preuve en lien avec les mesures tarifaires proposées. De plus, considérant ses réponses aux DDR ainsi qu'en contre-interrogatoire, Énergir soumet que la Régie est bien placée pour rendre une décision éclairée.

[509] Par ailleurs, Énergir rappelle que sa proposition est basée sur les revenus générés et non sur les coûts encourus et qu'il est difficile d'évaluer le coût associé à un client. Il est donc difficile de déterminer si les revenus générés par l'application des OMA proposées permettraient de couvrir les coûts occasionnés par les clients qui y seraient assujettis.

[510] Enfin, Énergir soumet qu'elle prévoit déposer en phase 4 du dossier R-3867-2013 un suivi de la nature demandée par l'ACIG portant sur la flexibilité opérationnelle, rendant un tel exercice inutile, ou du moins prématuré, au présent dossier²⁵⁵.

20.4 OPINION DE LA RÉGIE

[511] Comme il est démontré au tableau 23 de la décision D-2022-123²⁵⁶, la Régie constate que les coûts du service de distribution sont essentiellement fixes. De plus, considérant qu'Énergir doit approvisionner les clients tous les jours de l'année, elle conçoit ses conduites et achète ses outils d'approvisionnement en fonction du besoin de la demande maximale des clients. Puisque la structure tarifaire est principalement variable et fonction du volume qu'ils consomment, la Régie reconnaît la dichotomie entre la structure des coûts et la structure des tarifs.

[512] Considérant les mesures de décarbonation envisagées par certains grands clients, la Régie juge qu'il y a lieu d'approuver des changements tarifaires afin que tous les clients

²⁵⁵ Pièces [B-0298](#), p. 12 et 13, et [A-0076](#), p. 48 à 50.

²⁵⁶ Dossier R-4177-2021 Phase 2, [D-2022-123](#), p. 105.

paient leur juste part des coûts. Elle est d'avis que les OMA proposées permettront d'atteindre l'objectif de stabiliser les revenus des clients utilisant le gaz naturel comme énergie d'appoint en période hivernale, le tout afin de maintenir l'équité et la stabilité tarifaire. La Régie retient que les critères d'assujettissement permettent de capter les clients dont le profil atypique aurait un impact matériel sur les coûts. Le taux maximum en équilibrage est établi en fonction d'un CU de 10 % et le seuil de 10 000 m³ est comparable au seuil volumétrique journalier d'adhésion au tarif ayant les critères les plus élevés en ce sens, soit le tarif D₄²⁵⁷.

[513] La Régie retient également que la méthode de calibration repose sur un échantillon important et que les paramètres retenus sont robustes, comme en témoignent les résultats des analyses par régression déposées par le Distributeur.

[514] La Régie note que l'approche de facturer 75 % du montant obtenu par la méthodologie d'estimation développée permet de récupérer une part raisonnable des coûts occasionnés par le client. Elle note également que les OMA en vigueur applicables pour la fourniture de GSR, le transport ou l'équilibrage sont également déterminées selon une approche similaire.

[515] Énergir propose de multiplier par deux l'écart entre la pointe réelle de l'année t et la pointe réelle de l'année précédente ou la pointe convenue afin de calculer, en fin d'année tarifaire, la pointe potentielle et le montant des OMA. Cette approche constitue un incitatif au client à fournir une estimation la plus juste en début d'année tarifaire. Pour la Régie, il est souhaitable que la clientèle fournisse l'estimation la plus juste dans la mesure où les coûts d'Énergir sont principalement fixes et fonction de la demande de capacité de pointe des clients.

[516] Pour ces motifs, la Régie approuve les modifications aux CST proposées à la pièce B-0227²⁵⁸, relatives aux mesures tarifaires visant à stabiliser les revenus provenant des clients utilisant le gaz naturel comme énergie d'appoint et relatées à la section 20.1.4 de la présente décision.

²⁵⁷ Pièce [B-0207](#), p. 6, réponse à la question 1.7.

²⁵⁸ Pièce [B-0227](#), p. 11 à 14.

[517] **La Régie prend acte du complément de preuve déposé par Énergir en suivi de sa décision D-2023-074²⁵⁹ et s'en déclare satisfaite.**

[518] Par ailleurs, la Régie juge important de souligner que l'allocation des coûts en distribution a fait l'objet d'un examen exhaustif dans le dossier R-3867-3013 Phase 1. La décision finale D-2017-134 sur la conformité d'application a été rendue en décembre 2017²⁶⁰. La Régie est d'avis que l'ACIG n'a pas démontré la nécessité d'examiner à nouveau l'allocation des coûts du service de distribution.

[519] Considérant que les modalités d'application de la nouvelle offre interrompible approuvées dans la décision D-2021-109²⁶¹ seront examinées dans le dossier R-3867-2013 Phase 4, ce dossier constitue le bon forum pour examiner, le cas échéant, les représentations que comptent faire l'ACIG sur les avenues qu'elle considère pertinentes, à savoir la possibilité qu'un client consomme du gaz naturel comme énergie d'appoint mais sans impact sur la pointe hivernale par le biais d'une interruption ou d'une consommation saisonnière estivale.

21. AUTRES MODIFICATIONS AU TEXTE DES CST

[520] Outre les modifications aux CST approuvées par la décision D-2023-116²⁶² et les sections 17.2.2, 19.2 et 20.3 de la présente décision, Énergir propose de modifier l'article 7.2.1 des CST afin de retirer un mode de paiement.

« 7.2.1 MODES DE PAIEMENT

Le client doit payer sa facture en dollars canadiens et peut le faire de l'une des façons suivantes :

- 1. Par le biais d'une institution financière, notamment par prélèvements automatiques ou par Internet;*
- 2. Par la poste (pour les chèques et mandats);*
- ~~*3. En personne au siège social du distributeur.*~~

²⁵⁹ Décision [D-2023-074](#) p. 24 et 25, par. 88 et 89.

²⁶⁰ Dossier R-3867-2013 Phase 1, décision [D-2017-034](#), p. 9.

²⁶¹ Dossier R-3867-2013 Phase 2, décision [D-2021-109](#), p. 162, par. 704.

²⁶² Décision [D-2023-116](#), p. 33.

Le client désirant utiliser une carte de crédit pour payer sa facture peut le faire par le biais d'un tiers acceptant ce mode de paiement, lequel paiera le distributeur selon l'un des modes de paiement mentionnés aux paragraphes alinéas 1; ~~et 2 et 3~~ du premier paragraphe du présent article, dans la mesure où aucuns frais ne sont chargés au distributeur »²⁶³.

[Énergir souligné; les ajouts sont en bleu et les retraits en rouge barré]

[521] Énergir justifie sa demande par le fait que depuis la pandémie, la présence de ses employés au siège social a grandement diminué à la suite de la mise en place d'un mode de travail hybride. Il peut arriver qu'aucun employé habileté à recevoir un paiement ne soit présent pour accueillir un client qui voudrait payer sa facture en personne au siège social.

[522] Énergir propose également de supprimer les articles 14.2.3.1 et 14.3.3 des CST portant sur le rabais tarifaire concurrence du mazout considérant que le programme n'a pas été renouvelé dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023.

[523] **La Régie approuve la modification à l'article 7.2.1 et la suppression des articles 14.2.3.1 et 14.3.3 des CST, telles que proposées par Énergir.**

22. DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

22.1 DEMANDE D'ÉNERGIR

[524] Énergir demande à la Régie d'ordonner le traitement confidentiel de certaines pièces et de certaines informations. Elle soumet des déclarations sous serment au soutien de ses demandes d'ordonnances de traitement confidentiel.

[525] Aucun intervenant ne conteste les demandes de traitement confidentiel d'Énergir. Le RTIEÉ soumet, toutefois, que certaines informations liées à l'Initiative soient publiquement connues, soit l'évaluation du caractère responsable de tout site de production de gaz qualifié

²⁶³ Pièce [B-0162](#), p. 4.

de « responsable », ainsi que les engagements pris et la prime dont bénéficierait l'achat d'un tel gaz²⁶⁴.

[526] L'article 30 de la Loi prévoit ce qui suit :

« La Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert ».

[527] Cet article constitue une exception à la règle générale du caractère public des débats devant la Régie. Selon cette règle, il incombe à celui qui demande une ordonnance de traitement confidentiel de faire la preuve que les renseignements visés par sa demande ont un caractère confidentiel qui doit être respecté.

[528] Aux fins de la présente décision, la Régie prend en considération la nature des renseignements visés par les demandes et le préjudice auquel le Distributeur serait exposé, selon les déclarations sous serment déposées au dossier.

[529] La Régie dresse ci-dessous la liste des pièces et des informations visées par les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel et réfère aux déclarations sous serment visées, ainsi que la durée demandée pour le traitement confidentiel.

²⁶⁴ Pièce [C-RTIEÉ-0051](#), p. 5.

TABLEAU 23
PIÈCES ET INFORMATIONS VISÉES PAR LES DEMANDES D'ORDONNANCE
DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Pièce et information faisant l'objet d'une demande d'ordonnance de traitement confidentiel	Cote Régie	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
Annexe 3 de la pièce Énergir-H, Document 2	Annexe 3 de la pièce B-0052 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0053)	Pièce B-0071	Indéterminée
Informations caviardées du tableau 7 de la pièce Énergir-H, Document 2	Pièce B-0052 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0053)	Pièce B-0073	Indéterminée
Informations caviardées de la section 1.2 de la pièce Énergir-H, Document 3	Pièce B-0054 (révisée comme pièce B-0217 et B-0258) et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0055 (révisée comme pièce B-0216 et B-0259)	Pièce B-0074	10 ans
Informations caviardées de la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3	Pièce B-0054 (révisée comme pièce B-0217 et B-0258) et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0055 (révisée comme pièce B-0216 et B-0259)	Pièce B-0074	Indéterminée
Informations caviardées de l'annexe 3 de la pièce Énergir-H, Document 3	Pièce B-0054 (révisée comme pièce B-0217 et B-0258) et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0055 (révisée comme pièce B-0216 et B-0259)	Pièce B-0074	10 ans
Informations caviardées contenues à la section 3, ainsi que la section 1 et l'Annexe 1 de la pièce Énergir-H, document 4	Pièce B-0056 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0057)	Pièce B-0074	10 ans
Annexe 2 de la pièce Énergir-H, document 4	Pièce B-0056 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0057)	Pièce B-0074	1 an

Pièce et information faisant l'objet d'une demande d'ordonnance de traitement confidentiel	Cote Régie	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
Informations caviardées de la section 2 et tableaux 8 et 9 de la pièce Énergir-H, document 4	Pièce B-0056 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0057)	Pièce B-0074	Indéterminée
Pages 2, 40 et 41 de la pièce Énergir-H, document 6	Pièce B-0059 (révisée comme pièce B-0141 et B-0187 et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0060 (révisée comme pièce B-0140 et B-0188))	Pièce B-0074	Indéterminée
Informations caviardées de la pièce Énergir-J, Document 6	Pièce B-0064 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0065)	Pièce B-0073	Indéterminée
Informations caviardées de la pièce Énergir-M, document 1	Pièce B-0099 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0098)	Pièce B-0072	10 ans
Pièce Énergir-K, Document 3	Pièce B-0156 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0157)	Pièce B-0073	Durée indéterminée
Informations caviardées de la pièce Énergir-N, Document 6	Pièce B-0113 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0112)	Pièce B-0074	Indéterminée
Réponses aux DDR			
Informations caviardées contenues aux réponses aux questions 12.1, 13.1 et 13.2 de la pièce Énergir-T, Document 7	Pièce B-0177 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0178)	Pièces B-0073 et B-0074	Durée indéterminée
Pièce Énergir-T, document 15	Pièce B-0206	Pièce B-0073	Durée indéterminée
Pièce Énergir-T, Document 25 et	Pièce B-0261	Pièce B-0073	Durée indéterminée
Informations caviardées contenues à la réponse à la question 2.2 de la pièce Énergir-T, document 26	Pièce B-0263 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0262)	Pièce B-0074	Durée indéterminée

22.2 OPINION DE LA RÉGIE

[530] Après examen des motifs énoncés aux déclarations sous serment de la troisième colonne du tableau 23 ci-dessus, la Régie juge que ceux-ci justifient que les pièces et informations déposées sous pli confidentiel identifiées à la première colonne du tableau soient traitées de façon confidentielle.

[531] La Régie accueille donc les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel relatives à ces pièces et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour les durées énoncées à la dernière colonne du tableau.

[532] Or, considérant que la présente ordonnance vise le traitement confidentiel de certaines informations pour une durée indéterminée, la Régie demande à Énergir de l'informer, dans un délai de cinq ans à la suite de la présente décision, de l'opportunité, ou non, de rendre publiques les informations pour lesquelles le traitement confidentiel est ordonné pour une durée indéterminée.

[533] En ce qui a trait à la recommandation du RTIEÉ quant au fait que certaines informations liées à l'Initiative devraient être publiquement connues, la Régie soumet, tout d'abord, que la liste des sites de production certifiés a été déposée de façon publique au présent dossier²⁶⁵.

[534] Ensuite, en ce qui a trait à l'évaluation du caractère responsable des sites de production et des engagements pris, ces informations ne sont pas déposées au présent dossier. Il reviendra ainsi à la formation qui serait saisie d'une demande de traitement confidentiel de cette information, le cas échéant, de trancher la question.

[535] Finalement, en ce qui a trait à la prime versée pour le gaz naturel provenant de ces sites, la Régie note que cette information est déposée sous pli confidentiel dans le cadre des suivis déposés aux dossiers de rapport annuels et est accessible pour consultation par les intervenants qui souscrivent des engagements de confidentialité avec Énergir. Par ailleurs, la Régie note que dans la décision D-2023-102 rendue dans le cadre du dossier du Rapport annuel 2022²⁶⁶, la demande d'ordonnance de traitement

²⁶⁵ Pièce [C-ROEE-0040](#).

²⁶⁶ Dossier R-4209-2022, décision [D-2023-102](#), p. 52 et 53, par. 236 à 239.

confidentiel d'Énergir à l'égard de certaines informations liées à l'Initiative, dont le volume et les montants associés à la prime, a été accueillie.

[536] Pour l'ensemble de ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande d'Énergir;

APPROUVE le plan d'approvisionnement 2024-2027;

APPROUVE un coût en capital moyen de 6,11 % pour l'année tarifaire 2023-2024;

ÉTABLIT le coût en capital prospectif à 6,23 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification (investissements) ainsi que de l'actualisation des contributions tarifaires dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement;

ÉTABLIT le coût en capital prospectif après impôts à 5,61 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement en le comparant au TRI du projet, considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôts reliée aux frais financiers;

AUTORISE des dépenses d'exploitation de 247 978 000 \$;

ÉTABLIT la base de tarification aux fins d'établissement des tarifs à 2 672 156 000 \$;

APPROUVE un revenu requis de 1 045 299 000 \$;

APPROUVE le Programme d'encouragement à la décarbonation;

PREND ACTE de la rentabilité du Plan de développement 2023-2024 et s'en déclare satisfaite;

APPROUVE les budgets annuels du PGEÉ pour la période 2024-2026, de 54,5 M\$ en 2023-2024, de 60,0 M\$ en 2024-2025 et de 65,8 M\$ en 2025-2026;

AUTORISE pour l'année 2023-2024 les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs inférieurs au seuil de 4 M\$, estimés à 215,9 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application;

APPROUVE l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2023-2024;

DEMANDE à Énergir de déposer la mise à jour des informations relatives à l'établissement des tarifs finaux de l'année tarifaire 2023-2024, au plus tard **le 13 novembre 2023 à 12 h**, ainsi que les versions française et anglaise des *Conditions de service et Tarif*, en tenant compte des modifications découlant de la présente décision;

ORDONNE à Énergir de se conformer à l'ensemble des éléments décisionnels contenus à la présente décision.

Esther Falardeau
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Simon Turmel
Régisseur

ANNEXE 1

LISTE DES ACRONYMES

**Annexe 1
(2 pages)**

E.F. _____

L.R. _____

S.T. _____

LISTE DES ACRONYMES

ASF	avantages sociaux futurs
BNÉ	bénéfices non énergétiques
CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CASS	compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
CII	commercial, institutionnel, industriel (excluant les clients VGE)
CMC	capacité maximale contractuelle
CMPC	coût moyen pondéré du capital
CST	Conditions de service et Tarif
CTBM	Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie
CU	coefficient d'utilisation
DDR	demande de renseignements
FGE	frais généraux entrepreneurs
GES	gaz à effet de serre
GM GNL	Gaz Métro GNL
GNL	gaz naturel liquéfié
GNT	gaz naturel traditionnel
GSR	gaz de source renouvelable
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MAG	manque à gagner
NAESB	<i>North American Energy Standards Board</i>
OMA	obligation minimale annuelle
OMQ	obligation minimale quotidienne
PCGR	principes comptables généralement reconnus
PCMR	potentiel commercial maximum réalisable
PED	Programme d'encouragement à la décarbonation
PGEÉ	plan global en efficacité énergétique
PMD	petit et moyen débits
PRC	programme de rabais à la consommation
PRRC	programme de rabais et rétention de la clientèle
PTANDÉ	prix théorique d'acquisition des nouveaux droits d'émission de GES
PTÉ	potentiel technico-économique
RSPEDA	Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>

SÉMECS	Société d'économie mixte de l'est de la couronne sud
SGÉ	Système de gestion de l'énergie
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
STS	<i>Storage Transportation Service</i>
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TCS	Test du coût social
TCTR	Test du coût total en ressources
TP	trop-perçu
VGE	ventes grandes entreprises

ANNEXE 2

(sous pli confidentiel)

MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DU PRIX DU SPEDE ET INFORMATIONS À PRÉSENTER AU SOUTIEN DU TARIF TRIMESTRIEL

Annexe 2
(6 pages)

E.F. _____

L.R. _____

S.T. _____