

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

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

DOSSIER : R-4213-2022 Phase 2

### **Rapport 1 du GRAME : PGEÉ et GSR**

Préparé par

Nicole Moreau  
Analyste environnement et énergie  
*EnviroConstats*

Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement  
(GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 21 juillet 2023

## **MANDAT**

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents des Distributeurs portant sur les demandes d'approbation des tarifs de gaz naturel.

## Table des matières

Mandat .....	2
I. PGEÉ – Offre de programmes : Couverture du marché résidentiel .....	4
1.1. Analyse .....	4
1.2 Conclusion et recommandation.....	6
II. PGEÉ – Offre de programmes : Modifications aux programmes .....	6
2.1 Étude et implantation CII et GE.....	6
2.1.1 Conclusion et recommandation.....	8
2.2 Volet harmonisé <i>Implantation</i> et consommation minimale résiduelle .....	9
2.2.1 Conclusion et recommandation.....	10
2.3. Système de gestion de l'énergie.....	10
2.3.1 Conclusion et recommandation.....	11
III. PGEÉ – Offre de programmes : Absence de programme adapté aux clients adhérant à la biénergie.....	12
3.1. Mise en contexte .....	12
3.2. Analyse .....	12
3.3 Conclusion et recommandation.....	17
IV. PGEÉ –Marge de 15 %.....	18
4.1 Analyse .....	18
4.2 Conclusion et recommandation.....	19
V. Tests économiques et BNÉ .....	19
5.1 Conclusion et recommandation.....	24
VI. Budget.....	24
6.1 Analyse .....	24
6.2. Conclusion et recommandation.....	28
VII. Approvisionnement en GSR.....	28
7.1. Mise en contexte .....	28
7.2 Atteinte des cibles réglementaires .....	28
7.3 Portefeuille d'approvisionnement en GSR .....	29
7.3 Conclusion et recommandation.....	34
Annexe 1 : <a href="#">Énergir et le géant danois Nature Energy produiront du gaz naturel renouvelable   Le Devoir</a>	

## I. PGEÉ – OFFRE DE PROGRAMMES : COUVERTURE DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL

### 1.1. Analyse

Énergir cible le programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces*, lequel représente 84 % des économies nettes et 71 % des budgets du PGEÉ 2024-2026 afin de réaliser sa stratégie de croissance :

Le programme *Diagnostic et mise en œuvre efficaces* représente l'initiative phare avec 84 % des économies nettes totales du PGEÉ et 71 % des budgets totaux du PGEÉ au cours de la période 2024-2026.

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), p. 20

Selon le rapport d'Éconoler, le marché résidentiel comporte un PCMR (Potentiel commercial maximum réalisable) de 56 Mm<sup>3</sup> sur 5 ans :

Tableau 4 : Sommaire des potentiels (PT, PTÉ et PCMR)<sup>6</sup>

	PT (m <sup>3</sup> )	PTÉ (m <sup>3</sup> )	PCMR (m <sup>3</sup> )
<b>Résidentiel</b>	<b>144 316 407</b>	<b>103 563 012</b>	<b>56 223 905</b>
Résidentiel PMD	144 316 407	103 563 012	56 223 905
<b>Commercial</b>	<b>512 217 988</b>	<b>486 653 837</b>	<b>242 868 003</b>
Commercial PMD	475 990 465	451 549 817	225 459 532
Commercial VGE	36 227 523	35 104 020	17 408 470
<b>Institutionnel</b>	<b>194 125 056</b>	<b>182 940 223</b>	<b>105 719 590</b>
Institutionnel PMD	118 575 853	111 560 581	62 980 333
Institutionnel VGE	75 549 203	71 379 643	42 739 257
<b>Industriel</b>	<b>725 689 184</b>	<b>670 425 172</b>	<b>408 701 552</b>
Industriel PMD	190 224 233	181 074 699	111 080 372
Industriel VGE	535 464 951	489 350 474	297 621 181
<b>Total</b>	<b>1 576 348 635</b>	<b>1 443 582 244</b>	<b>813 513 050</b>

Référence : R-4213-2022, [B-0063](#), p. 11

Cependant, Énergir ne prévoit que des économies d'énergie de l'ordre de 0,1 à 0,3 Mm<sup>3</sup> par an pour ce marché :

Tableau 6 :  
Économies nettes par programme (Mm<sup>3</sup>)

Programme	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026
Appareils efficaces - résidentiel	0,3	0,1	0,2	0,6
Soutien MFR	S.O.	S.O.	S.O.	0,0
Appareils efficaces - affaires	4,9	2,8	2,3	10,0
Construction et rénovation efficaces	5,3	4,6	4,1	14,0
Diagnostics et mise en œuvre efficaces	43,4	47,3	49,6	140,2
Énergie renouvelable	0,5	0,6	0,7	1,7
Innovation efficace	0,1	0,1	0,2	0,4
Sensibilisation	S.O.	S.O.	S.O.	0,0
<b>PGEÉ</b>	<b>54,5</b>	<b>55,6</b>	<b>56,9</b>	<b>167,0</b>

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux présentés dans ce tableau.

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), Tableau 6, p. 20

En réponse à une demande du GRAME, Énergir précise pourquoi le potentiel d'économies d'énergie du marché résidentiel ne fait pas l'objet de mesures et d'offres plus élargies.

Il indique que 42 % du PCMR pour le marché résidentiel (5 ans) est couvert par les programmes du MELCCFP et que les programmes *Appareils efficace – résidentiel*, *Construction et rénovation efficaces* et *Diagnostic et mise en oeuvre efficaces* du PGEÉ représentent 48 % du PCMR. Une mesure, représentant 10 % du PCMR – 5 ans du marché résidentiel, n'est présentement pas couverte par Énergir et par le MELCCFP, soit celle visant les thermopompes à gaz naturel, laquelle n'est pas mature d'un point de vue commercial :

Réponse :

Il est important de mentionner qu'il est difficile de comparer les prévisions d'économies du programme d'*Appareils efficace – résidentiel* (référence iv) avec le PCMR du marché résidentiel (référence ii) pour les deux raisons suivantes :

- Le PCMR est une part du PTÉ et représente le potentiel atteignable advenant un scénario de programme agressif favorisant un taux d'adoption élevé en assumant la quasi-totalité des surcoûts (90 %) et tient compte des autres barrières de marché. Or, le niveau des aides financières offertes par Énergir ne couvre pas la quasi-totalité des surcoûts et par conséquent, le potentiel réel atteignable par les programmes est inférieur au PCMR;

- Comme indiqué à l'annexe I de la pièce B-0063, Énergir-J, Document 4, les segments du marché résidentiel de l'étude de potentiel incluent : l'unifamiliale, les duplex, les triplex, le multilocatif, les condos, les coops d'habitation et les résidences pour personnes âgées. Le programme d'*Appareils efficace – résidentiel* a une portée plus limitée en couvrant principalement les segments suivants : l'unifamiliale, les duplex, les triplex et les condos. Ces derniers segments représentent 44 % de la consommation annuelle de gaz naturel du marché résidentiel.

Énergir évalue que les programmes *Appareils efficace – résidentiel*, *Construction et rénovation efficaces* et *Diagnostic et mise en oeuvre efficaces* du PGEÉ soutiennent financièrement les mesures du PCMR du marché résidentiel. Le PCMR de ces mesures représente 48 % du PCMR – 5 ans du marché résidentiel.

Énergir estime que les mesures couvertes par les programmes du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP), notamment par les programmes Rénoclimat et Novaclimat, représentent 42 % du PCMR – 5 ans du marché résidentiel.

Le 10 % restant du PCMR – 5 ans du marché résidentiel vise principalement une mesure non couverte actuellement, ni par Énergir ni par le MELCCFP : les thermopompes à gaz naturel. Énergir entend poursuivre la veille technologique sur cette mesure étant donné qu'elle n'est pas encore mature d'un point de vue commercial. (Nos soulignés)

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.1

Le budget prévu pour le marché résidentiel est de 2,4 M\$ pour trois ans, soit de 2023 à 2026 :

**Tableau 7 :  
Budgets totaux par programme (M\$)**

Programme	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026
Appareils efficaces - résidentiel	1,3	0,5	0,5	2,4
Soutien MFR	0,8	0,9	1,0	2,7
Appareils efficaces - affaires	8,0	4,7	3,9	16,5
Construction et rénovation efficaces	4,5	5,5	7,4	17,4
Diagnostiques et mise en œuvre efficaces	36,6	44,3	47,0	127,9
Énergie renouvelable	1,4	1,9	2,6	5,9
Innovation efficace	1,2	1,4	2,2	4,8
Sensibilisation	0,8	0,9	1,1	2,8
PGEÉ	54,5	60,0	65,8	180,4

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux présentés dans ce tableau.

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), Tableau 7, p. 21

Bien que le PGEÉ vise une période de 3 ans, Énergir indique qu'elle pourra proposer des volets additionnels le cas échéant, et les présenter sous la forme d'un ajustement à la marge de son PGEÉ 2024-2026 :

Réponse :

Comme précisé à la réponse à la question 1.1, Énergir effectue une veille technologique en continu. Énergir pourrait proposer des volets visant de nouvelles mesures et les présenter à la Régie sous forme d'ajustements à la marge de son PGEÉ 2024-2026, lors des causes tarifaires 2024-2025 ou 2025-2026 afin de bonifier son offre dans le marché résidentiel. (Notre souligné)

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 1.3

## 1.2 Conclusion et recommandation

Le GRAME accueille favorablement l'ouverture d'Énergir à proposer de nouvelles mesures, le cas échéant, mesures qui pourraient être ajoutées sur la période couverte par la demande budgétaire du PGEÉ, soit de 2023-2024 à 2025-2026.

## II. PGEÉ – OFFRE DE PROGRAMMES : MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

### 2.1 Étude et implantation CII et GE

Énergir propose l'harmonisation des modalités d'aides financières pour l'ensemble des clients CII et GE pour les volets *Étude et implantation CII et GE* :

**Tableau 13 :**  
**Modalités actuelles et proposées pour les volets *Étude et implantation CII et GE***

Sous-volets	Modalités actuelles	Modalités proposées
<b>Études CII</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 25 000 \$</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : <u>50 000 \$</u></li> </ul>
<b>Études GE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 50 000 \$</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 50 000 \$</li> </ul>
<b>Implantation CII</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 100 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : 0,30 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : <u>1,00 \$/m<sup>3</sup></u></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>
<b>Implantation GE industriel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : 0,30 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : <u>1,00 \$/m<sup>3</sup></u></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>
<b>Implantation GE institutionnel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses admissibles : 50 %</li> <li>Plafond : 1 000 000 \$</li> <li>PRI inférieure à 1 an : 0,0 \$/m<sup>3</sup></li> <li>PRI de 1 à 3 ans : <u>1,00 \$/m<sup>3</sup></u></li> <li>PRI de 3 à 20 ans : 1,00 \$/m<sup>3</sup></li> </ul>

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), Tableau 13, p. 46

Cependant, les modifications proposées ne bonifient pas la couverture des surcoûts pour *Implantation GE institutionnel* à la même hauteur que celle pour *Implantation CII* et *Implantation GE industriel*.

**Tableau 14 :**  
**Impact des modalités d'aide financière proposées sur le pourcentage de couverture de surcoûts pour les volets *Étude et Implantation CII et GE***

Initiative	Scénario	Aide financière moyenne	Surcoût moyen	% couverture
Étude CII	Modalités actuelles	7 330 \$	24 992 \$	29,3%
Étude CII	Modalités proposées	11 498 \$	24 992 \$	46,0%
Études GE	Modalités actuelles	17 977 \$	40 858 \$	44,0%
Études GE	Modalités proposées	17 977 \$	40 858 \$	44,0%
Implantation CII	Modalités actuelles	54 516 \$	209 678 \$	26,0%
Implantation CII	Modalités proposées	85 256 \$	209 678 \$	40,7%
Implantation GE industriel	Modalités actuelles	593 810 \$	1 484 524 \$	40,0%
Implantation GE industriel	Modalités proposées	594 920 \$	1 484 524 \$	40,1%
Implantation GE institutionnel	Modalités actuelles	295 674 \$	985 580 \$	30,0%
Implantation GE institutionnel	Modalités proposées	295 674 \$	985 580 \$	30,0%

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), Tableau 14, p. 47

En réponse à une demande du GRAME, Énergir précise avoir fait le choix d'opter pour un volet simplifié et complètement harmonisé pour tous les clients CII et GE, ce qui n'aurait pas été possible avec une uniformisation du pourcentage de couverture des surcoûts. Énergir indique également que les clients GE institutionnels ne seraient pas désavantagés par les modifications, ayant accès aux mêmes aides financières actuellement en vigueur :

2.1. Veuillez expliquer pourquoi Énergir n'a pas harmonisé la couverture des surcoûts pour *Implantation GE institutionnel* à la même hauteur que celle pour *Implantation CII* et *Implantation GE industriel* ?

Réponse :

Comme mentionné à la section 7.3.3 de la pièce B-0143, Énergir-J, Document 2, la proposition d'harmonisation des modalités d'aides financières pour l'ensemble des clients CII et GE, pour les volets *Étude et implantation CII et GE*, vise à éliminer deux principaux enjeux, soit la complexité et les incohérences pour les clients.

Énergir a fait ainsi le choix d'opter pour un volet complètement harmonisé pour tous les clients CII et GE, afin de présenter une offre plus simple à communiquer et à appliquer, ainsi que plus équitable pour tous les clients visés, ce qui n'aurait pas été possible si Énergir avait choisi d'uniformiser le pourcentage de couverture des surcoûts.

Les clients GE institutionnels ne seront pas désavantagés par les modifications, puisqu'ils auront accès aux mêmes aides financières que celle actuellement en vigueur. (Nos soulignés)

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.1

Nous constatons que les aides financières ont donc été ajustées pour améliorer la couverture des mesures et des aides financières pour la clientèle CII. Ce faisant, la couverture des surcoûts a été améliorée pour cette clientèle. Nous sommes en faveur de cette amélioration, mais nous sommes d'avis qu'une démarche d'amélioration de la couverture du surcoût pour le marché GE institutionnel serait aussi nécessaire, et cela, même si l'harmonisation des aides et des plafonds serait différente. L'objectif étant plutôt d'harmoniser la couverture des surcoûts, donc d'améliorer cette couverture afin d'inciter la clientèle GE institutionnelle à opter pour plus de mesures lors de ses travaux en efficacité énergétique, dont celles ayant des coûts d'implantation plus élevés.

### ***2.1.1 Conclusion et recommandation***

Le GRAME est d'avis qu'il est particulièrement important d'harmoniser le volet *Implantation GE institutionnel*, lequel n'offrait aucune aide avec une PRI de 1 à 3 ans, contrairement à *Implantation GE industriel*.

Nous constatons également que la couverture des surcoûts était bien inférieure pour les *Études CII* que pour les *Études GE* et que la couverture des surcoûts pour *Implantation CII* était bien inférieure à celle d'*Implantation GE industriel* et nous recommandons à la Régie de l'autoriser.

Cependant, les modifications proposées ne bonifient pas la couverture des surcoûts pour *Implantation GE institutionnel* à la même hauteur que celle pour *Implantation CII* et *Implantation GE industriel*. Le GRAME est d'avis que cette couverture des surcoûts devrait être corrigée.



Le GRAME recommande à Énergir de rechercher une solution afin d'offrir une couverture des surcoûts pour le volet Implantation GE institutionnel qui soit équivalente à celle des volets Implantation CII et Implantation GE industriel.

Finalement, le GRAME recommande à la Régir d'approuver les modifications proposées pour le volet Étude et Implantation CII et GE des programmes *Diagnostic et mise en œuvre efficaces* et *Énergie renouvelable*.

## **2.2 Volet harmonisé *Implantation* et consommation minimale résiduelle**

Dans sa preuve, Énergir indique qu'un client qui participe au volet harmonisé *Implantation* peut convenir avec elle d'une consommation minimale résiduelle qui est la plus élevée entre deux critères, soit permettant d'assurer la rentabilité du branchement, ou de 30 % de la consommation antérieure à la réalisation d'un projet d'efficacité énergétique :

### 7.7.2 Modifications proposées

Ainsi, pour encourager les clients dans la décarbonation de leurs besoins énergétiques tout en préservant la rentabilité des raccordements, la modification proposée vise à permettre à un client qui participe au volet harmonisé *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; ou
- 30 % de la consommation antérieure à la réalisation d'un projet d'efficacité énergétique.

Le volume minimal convenu entre le client et Énergir peut cependant être réduit à un minimum de 10 % de la consommation antérieure à condition que le volume résiduel soit composé à 100 % de GSR. Le client devra s'engager à consommer le volume résiduel composé à 100 % de GSR pendant une durée minimale de trois ans et respecter les conditions de service présentées à l'article 11.1.3.5.

Cette modification permettra ainsi plus de flexibilité et d'encourager des projets d'efficacité énergétique encore plus importants et l'intégration accélérée du GSR, deux solutions qui vont de pair dans les stratégies de décarbonation des clients et d'Énergir. (Nos soulignés)

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), p. 74

Un allègement de ces critères est également proposé dans le cas d'un client qui opte pour un approvisionnement à 100 % de GSR pour une période minimale de trois ans, permettant au volume minimal d'être réduit à 10 % de sa consommation antérieure.

En réponse à une demande du GRAME portant sur les exigences de consommation de GSR après trois ans, Énergir indique qu'après les trois ans écoulés, elle incitera plutôt le client à maintenir ses volumes résiduels au GSR, mais ne modifiera pas le volume minimal convenu si le client modifie son pourcentage de consommation de GSR :

2.3. Après les trois ans, est-ce que le volume minimal convenu sera modifié dans le cas où le client modifie son pourcentage de consommation de GSR ?

Réponse :

Non. Une fois la mesure d'efficacité énergétique mise en place, et que le volume résiduel aura été à 100 % en GSR pendant trois ans, Énergir incitera plutôt le client à maintenir ses volumes résiduels au GSR ou même de les augmenter, dans le cas où les besoins énergétiques seraient en hausse.

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.3

### **2.2.1 Conclusion et recommandation**

Le GRAME accueille favorablement la proposition d'Énergir de modifier la consommation minimale résiduelle pour le volet *Implantation* de manière à encourager les projets en EÉ plus performants<sup>1</sup> et il recommande à la Régie de l'approuver.

Concernant la réduction additionnelle, portant le volume minimal à 10 % dans le cas d'une consommation résiduelle composée à 100 % de GSR pour trois ans, l'absence d'obligation de maintenir la consommation de GSR au-delà de trois ans n'est pas un enjeu pour le GRAME, considérant que si le client ne consomme qu'entre 10 % et 30% de son volume antérieur, il participe déjà activement à la décarbonation par les mesures en EÉ qu'il a mises en place.

Le GRAME recommande à la Régie d'approuver la demande d'Énergir de modifier le seuil minimal de consommation résiduelle pour la clientèle participant au volet *Implantation CII* et *GE*.

### **2.3. Système de gestion de l'énergie**

Concernant le volet *Système de gestion de l'énergie*, Énergir propose d'intensifier et de mieux cibler ses efforts de commercialisation et de modifier les modalités d'admission pour permettre aux clients commerciaux et institutionnels ayant la capacité de mettre en place un SGÉ et de bénéficier de ce volet:

#### 7.4.2 Modifications proposées

Énergir accueille favorablement l'ensemble de ces recommandations et propose le plan d'action suivant :

- Intensifier et mieux cibler les efforts de commercialisation du volet *Système de gestion de l'énergie* (recommandation 1);

---

<sup>1</sup> R-4213-2022, [B-0143](#), p. 74

- Modifier les modalités d'admissibilité du volet afin de permettre aux clients commerciaux et institutionnels ayant la capacité de mettre en place un SGÉ de bénéficier du volet à l'instar actuellement des clients industriels (recommandation 2);

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), p. 58

Concernant le volet *Système de gestion de l'énergie*, Énergir précise que ce volet est ouvert à tous les clients commerciaux et institutionnels. Par ailleurs, Énergir accompagne ses clients afin de s'assurer qu'ils ont les ressources requises et la capacité de mettre en place un SGÉ avec succès :

Réponse :

Comme mentionné à la page 58 de la pièce B-0143, Énergir-J, Document 2, Énergir propose de modifier les modalités d'admissibilité du volet *Système de gestion de l'énergie* (SGÉ) afin de permettre aux clients commerciaux et institutionnels ayant la capacité de mettre en place un SGÉ de bénéficier du volet à l'instar, actuellement, des clients industriels.

Soulignons que le volet SGÉ d'Énergir est composé de cinq phases. Lors de la première phase, des représentants d'Énergir rencontrent les clients intéressés à implanter un SGÉ afin de leur d'expliquer la portée et les avantages d'un tel système, ainsi que les types d'aide financière et de soutien technique que le Distributeur offre aux clients participants. De plus, au cours de cette étape, Énergir s'assure que les clients auront les ressources requises dans le futur et ainsi la capacité de mettre en place avec succès un SGÉ.

Ainsi, considérant la nature du volet SGÉ, il sera ouvert à tous les clients commerciaux et institutionnels, mais Énergir s'assurera que les clients ont la capacité de mettre en place un SGÉ avec succès.

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 2.2

### ***2.3.1 Conclusion et recommandation***

Le GRAME est d'avis que l'offre d'accompagnement composé de cinq phases permettra d'élargir l'offre sans que celle-ci ne cause préjudice aux clients n'ayant pas les capacités de mettre en place un SGÉ avec succès.

Ainsi, le GRAME est favorable à la proposition d'Énergir de modifier les modalités d'admissibilité afin d'inclure les clients commerciaux et institutionnels<sup>2</sup> et il recommande à la Régie de l'autoriser.

---

<sup>2</sup> R-4213-2022, [B-0143](#), p. 58

### III. PGEE – OFFRE DE PROGRAMMES : ABSENCE DE PROGRAMME ADAPTÉ AUX CLIENTS ADHÉRANT À LA BIÉNERGIE

#### 3.1. Mise en contexte

Énergir propose une stratégie de croissance de son PGEE, incluant une offre d’harmonisation des initiatives Études et Implantation CII et GE et de nouveaux volets en mode projet pilote du programme Diagnostics et mise en oeuvre efficaces<sup>3</sup>. Globalement, l’approche permet une croissance des prévisions en EE de 2024 à 2026, cependant le GRAME note un champ absent des offres du PGEE, soit l’absence de programme adapté à la clientèle qui se convertira à la biénergie, tant au marché résidentiel que pour le marché commercial et institutionnel.

#### 3.2. Analyse

Selon la preuve déposée par les Distributeurs dans le cadre de la *Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments* (R-4169-2021), les prévisions de participation pour la conversion vers la biénergie visent 96 % de la clientèle résidentielle, 72 % de la clientèle commerciale et 98 % de la clientèle institutionnelle :

TABLEAU 3 :  
NOMBRE DE CLIENTS ET VOLUMES DE GAZ NATUREL CIBLÉS PAR L’OFFRE – MOYENNE DES ANNÉES  
2017 - 2019

		Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Nombre de clients (en milliers)	Total	142	48	7	197
	Clients visés	136	35	6	178
	Pourcentage	96 %	72 %	98 %	90 %
Volumes (Mm <sup>3</sup> )	Total	597	1 057	577	2 231
	Volumes visés	260	165	304	729
	Pourcentage	44 %	16 %	53 %	33 %

Référence : R-4169-2021, Phase 1, [B-0034](#), Tableau 3 : Nombre de clients et volumes de gaz naturel ciblés par l’offre, p. 13 (Notre surligné)

Dans sa preuve, Énergir indique avoir tenu compte de l’effet à la baisse sur les économies d’énergie pour les clients convertis à biénergie et identifie les programmes révisés à la baisse au cours de la période 2024-2026 :

#### 2.4 PRÉVISIONS BUDGÉTAIRES ET ÉNERGÉTIQUES DES PROGRAMMES

Les prévisions d’économies d’énergie nettes et des budgets totaux requis pour chacun des programmes durant les trois prochaines années sont présentées dans les tableaux 6 et 7. Les budgets totaux comprennent les dépenses d’exploitation et les aides financières. Notons

<sup>3</sup> R-4213-222, [B-0143](#), p. 13-14

que les prévisions d'économies d'énergie prennent en considération l'effet à la baisse que l'offre biénergie pour les marchés résidentiel et Affaires exerce sur les programmes du PGEÉ<sup>21</sup> (Notre souligné)

Référence : R-4213-2022, Phase 2, [B-0219](#), p. 19-20

Considérant qu'une part importante de la clientèle résidentielle, commerciale et institutionnelle est ciblée par la biénergie, une question se pose, à savoir dans quelle mesure ou proportion ces clients opteront pour des mesures en efficacité énergétique. En réponse au GRAME, Énergir réfère le GRAME à la réponse à la question 4.3 de la demande de renseignement no 3 de la Régie<sup>4</sup>. Énergir y présente les calculs de révision à la baisse des économies unitaires de gaz naturel, tout en précisant ne pas avoir révisé à la hausse les gains unitaires électriques, mais qu'un ajustement pourrait être effectué lorsque les données de participation seront connues<sup>5</sup> :

4.3 Veuillez présenter les calculs de la révision à la baisse des économies d'énergie unitaires de gaz naturel et d'électricité générées pour les volets mentionnés à la référence (iv).

Réponse :

Les calculs pour la révision à la baisse des économies unitaires ou des gains unitaires de gaz naturel pour les volets mentionnés à la référence (iv) sont présentés dans les deux tableaux ci-dessous.

Quant aux gains unitaires électriques, Énergir ne les a pas révisés à la hausse considérant le déploiement en cours de l'offre de la biénergie dans le secteur résidentiel et l'implantation à venir de la biénergie pour les clients commerciaux et institutionnels, ce qui reflète une approche conservatrice des économies électriques prévues pour les volets *Thermostat intelligent – résidentiel*, *Nouvelle construction* et *Remise au point des systèmes mécaniques*. Cet ajustement pourrait cependant être effectué lorsque les données sur la participation à ces volets par des clients ayant opté pour la biénergie seront disponibles en quantité suffisante, notamment lorsque le volet commercial et institutionnel de la biénergie sera lancé. (Notre souligné)

Référence : R-4213-2022, [B-0139](#), Réponses à la demande de renseignements no 3 de la Régie, RDDR no 4.3

Le GRAME constate que l'impact à la baisse des économies d'énergie des participants en mode biénergie est progressif sur la durée du PGEÉ, ce qui est compréhensible en tenant compte de la progression de l'adhésion des clients à la biénergie. Nous présumons qu'il y a une erreur sur la ligne volet du tableau suivant, donc que celle-ci devrait se lire 2023-2024, 2024-2025 et 2025-2026 pour illustrer l'impact des baisses d'économies d'énergie.

---

<sup>4</sup> R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 3.1

<sup>5</sup> R-4213-2022, [B-0139](#), Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, RDDR no 4.3

Impact de la biénergie sur les économies ou gains unitaires pour les volets des programmes <i>Appareils efficaces - Résidentiel et Affaires</i>			
Volet	2024-2025	2025-2026	2024-2026
<b>Thermostat intelligent - résidentiel</b>			
Économies unitaires du volet avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	75	75	75
Part des thermostats installés par PCGN ou constructeurs (B)	21%	21%	21%
Part des thermostats installés par PCGN ou constructeurs en mode biénergie (C)	60%	70%	80%
Réduction des économies unitaires pour participants du volet en mode biénergie (D)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires du volet (E = B * C * D)	-9%	-10%	-12%
Économies unitaires du volet après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + E))	68	67	66
<b>Chaudière efficace*</b>			
Économies unitaires avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	486	S.O.	S.O.
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	60%	S.O.	S.O.
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	S.O.	S.O.
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	-42%	S.O.	S.O.
Économies unitaires après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + D))	282	S.O.	S.O.
<b>Chaudière à efficacité intermédiaire</b>			
Gain unitaire avant impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (A)	0,00267	0,00267	0,00267
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	0%	2%	3%
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	0%	-1%	-2%
Gain unitaire après impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (= A * (1 + D))	0,0027	0,0026	0,0026
<b>Thermostat intelligent - Petits clients (projet pilote)</b>			
Économies unitaires du volet avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	275	275	275
Part des thermostats installés par PCGN ou constructeurs (B)	34%	34%	34%
Part des thermostats installés par PCGN ou constructeurs en mode biénergie (C)	10%	25%	40%
Réduction des économies unitaires pour participants du volet en mode biénergie (D)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires du volet (E = B * C * D)	-2%	-6%	-10%
Économies unitaires du volet après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + E))	268	259	249
<b>Chaudière à condensation : appareils &lt; 300 000 Btu/h*</b>			
Gain unitaire avant impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (A)	0,0062	S.O.	S.O.
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	3%	S.O.	S.O.
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	S.O.	S.O.
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	-2%	S.O.	S.O.
Gain unitaire après impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (= A * (1 + D))	0,0060	S.O.	S.O.
<b>Chaudière à condensation : appareils ≥ 300 000 Btu/h</b>			
Gain unitaire avant impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (A)	0,0059	0,0059	0,0059
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	5%	7%	10%
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	-4%	-5%	-7%
Gain unitaire après impact binergie en m <sup>3</sup> /Btu/h (= A * (1 + D))	0,0057	0,0056	0,0055

\* Ce volet prend fin en 2033-2034.

Impact de la biénergie sur les économies unitaires pour les volets des programmes <i>Construction et rénovation efficaces</i> et <i>Diagnostic et mise en oeuvre efficaces</i>			
Volet	2024-2025	2025-2026	2024-2026
<b>Rénovation</b>			
Économies unitaires du volet avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	81 917	63 384	52 413
Part des serres dans les économies unitaires (B)	21%	21%	21%
Part des participants du volet étant en mode biénergie (C)	0%	5%	7%
Réduction des économies unitaires pour participants du volet en mode biénergie (D)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires du volet (E = (1-B) * C * D)	0%	-3%	-4%
Économies unitaires du volet après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + E))	81 917	61 631	50 384
<b>Nouvelle construction</b>			
Économies unitaires avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	70 579	58 622	44 332
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	0%	0%	5%
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	0%	0%	-4%
Économies unitaires après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + D))	70 579	58 622	42 781
<b>Remise au point des systèmes mécaniques</b>			
Économies unitaires avant impact binergie en m <sup>3</sup> (A)	30 110	30 110	30 110
Part des participants du volet étant en mode biénergie (B)	0%	5%	7%
Réduction des économies unitaires pour participant du volet en mode biénergie (C)	-70%	-70%	-70%
Impact des participants au volet en mode binergie sur les économies unitaires (D = B * C)	0%	-4%	-5%
Économies unitaires après impact binergie en m <sup>3</sup> (= A * (1 + D))	30 110	29 056	28 634

Référence : R-4213-2022, [B-0139](#), Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, RDDR no 4.3

Ainsi, pour les premières années d'adhésion, l'impact est moins important, mais plus le nombre de clients augmentera, plus l'impact sera important. D'où l'importance de démarrer et mettre en place des programmes arrimés avec ceux de HQD.

Énergir précise les programmes révisés à la baisse au cours de la période 2024-2026 :

Les économies unitaires de certains volets ont été révisées à la baisse afin de tenir compte de la consommation de gaz naturel moindre pour les clients participants à la biénergie installant des mesures d'économies d'énergie dans le cadre du PGEÉ au cours de la période 2024-2026. Les initiatives visées sont les suivantes : i) les volets *Thermostat intelligent* et *Chaudière efficace* du programme *Appareils efficaces – Résidentiel*; ii) les volets *Thermostat intelligent – petits clients CII*, *Chaudière à efficacité intermédiaire* et *Chaudière à condensation* du programme *Appareils efficaces – Affaires*; iii) les volets *Rénovation* et *Nouvelle construction* du programme *Construction et rénovation efficaces*; et iv) le volet *Recommissionning* du programme *Diagnostic et mise en oeuvre efficaces*.

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), note de bas de page no 21, p. 20

Le programme phare d'Énergir, *Diagnostic et mise en oeuvre efficaces*, représente 84 % des économies et 71 % des budgets totaux du PGEÉ au cours de la période 2024-2026<sup>6</sup>.

Le GRAME est donc préoccupé par l'impact à la baisse de la participation de la clientèle commerciale et institutionnelle au programme *Diagnostic et mise en oeuvre efficaces*, donc

<sup>6</sup> R-4213-2022, [B-0143](#), p. 20



l'impact sur les économies d'énergie que pourrait avoir la conversion à la biénergie de la clientèle commerciale et institutionnelle dont la cible potentielle de conversion est établie respectivement à 72 % et 98 %. À cet égard, Énergir confirme au GRAME qu'il anticipe que la biénergie aura un impact sur la participation de cette clientèle au programme *Diagnostic et mise en œuvre efficaces*, bien que cet impact ne soit observé que sur le volet *Recommissionning* à l'horizon 2026<sup>7</sup>.

En réponse à une demande du GRAME visant à savoir si Énergir envisage de rechercher une solution à cette baisse de participation avant qu'elle n'affecte plus grandement les résultats en efficacité énergétique de son PGEÉ, Énergir précise que la croissance des économies d'énergie du PGEÉ compensera les effets baissiers sur les économies d'énergie.<sup>8</sup> Le GRAME comprend de la réponse d'Énergir que seul l'impact sur l'horizon du PGEÉ, soit 2026, a été considéré.

Énergir précise également au GRAME que pour le moment, il a consacré ses efforts à développer une offre de subvention pour la biénergie et n'a pas encore envisagé un processus d'arrimage des programmes en efficacité énergétique avec Hydro-Québec pour permettre d'améliorer la participation de la clientèle biénergie aux mesures d'efficacité énergétique. Cependant, Énergir nous indique être ouverte à une collaboration avec Hydro-Québec pour améliorer son offre en efficacité énergétique :

Réponse :

Non. À court terme, Énergir a consacré ses efforts à développer l'offre de subvention pour la biénergie en collaboration avec Hydro-Québec et le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) et à simplifier l'expérience client par le traitement des demandes par un agrégateur, rôle qui sera joué par Énergir.

Énergir demeure cependant ouverte à collaborer avec Hydro-Québec pour améliorer son offre en efficacité énergétique.

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 3.5. (Nos soulignés)

Le GRAME note que selon Énergir, la biénergie résidentielle et Affaires a un impact relatif qualifié de moyen au cours de la période 2024-2026 :

---

<sup>7</sup> R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 3.3

<sup>8</sup> R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 3.3.2



Principaux facteurs	Importance relative
Les retraits déjà autorisés par la Régie des volets Chauffe-eau sans réservoir et Combo à condensation efficace du programme Appareils efficaces – Résidentiel en 2023	Faible
Les nouvelles normes de construction des bâtiments non résidentiels du Québec de 2022	Moyen
La nouvelle réglementation fédérale visant les chaudières à gaz naturel domestiques (< 300 000 Btu/h) et les chauffe-eaux à gaz naturel commerciaux en 2023	Moyen
La biénergie résidentielle et Affaires qui réduit la période de chauffage au gaz en hiver	Moyen
Les limites technologiques des appareils efficaces au gaz naturel	Moyen
La rareté de la main-d'œuvre pour planifier et gérer les projets d'efficacité énergétique chez les clients	Fort
Le coût croissant de l'achat et l'installation de mesures en efficacité énergétique qui allonge les PRI	Fort
Un ralentissement économique anticipé, notamment en réaction aux mesures de contrôle de l'inflation au Canada	Moyen

Référence : R-4213-2022, [B-0139](#), Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, RDDR no 4.2

### 3.3 Conclusion et recommandation

Sur l'horizon du PGEÉ 2024-2026, l'impact de la biénergie résidentielle et Affaires est peu important, considérant que le nombre de clients à la biénergie ne sera que graduellement en augmentation au cours des 10 prochaines années.

Cependant, considérant la cible potentielle de conversion, établie respectivement à 72 % et 98 % pour les clientèles commerciale et institutionnelle, et considérant que le programme phare d'Énergir, *Diagnostic et mise en œuvre efficaces*, représente 84 % des économies et 71 % des budgets totaux du PGEÉ au cours de la période 2024-2026<sup>9</sup>, le GRAME est d'avis qu'il sera nécessaire de procéder à un arrimage entre les programmes en efficacité énergétique d'Énergir et ceux Hydro-Québec afin d'éviter l'abandon de mesures en efficacité énergétique par cette clientèle.

Le GRAME soumet que le risque est important que les résultats en efficacité énergétique soient significativement à la baisse à terme et que le PGEÉ d'Énergir ne porte plus de résultats en EE.

Bien qu'il n'y ait aucun processus d'arrimage des programmes en efficacité énergétique avec Hydro-Québec afin de permettre d'améliorer la participation de la clientèle biénergie aux mesures d'efficacité énergétique, Énergir nous indique être ouverte à une collaboration avec Hydro-Québec pour améliorer son offre en efficacité énergétique.<sup>10</sup>

**Le GRAME recommande à la Régie de demander à Énergir de démarrer un processus de collaboration avec Hydro-Québec pour permettre d'améliorer la participation de la clientèle biénergie aux mesures d'efficacité énergétique.**

<sup>9</sup> R-4213-2022, [B-0219](#), p. 20

<sup>10</sup> R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 3.5.

## IV. PGEÉ –MARGE DE 15 %

### 4.1 Analyse

Dans sa preuve, Énergir présente l'état des dépassements budgétaires du PGEÉ de 2017-2018 à 2021-2022, mais n'identifie pas l'origine des dépassements par catégorie de clients :

Tableau 31 :  
État des dépassements budgétaires du PGEÉ et niveau d'atteinte des cibles pour les années 2017-2018 à 2021-2022

	2017-2018 <sup>55</sup>	2018-2019 <sup>56</sup>	2019-2020 <sup>57</sup>	2020-2021 <sup>58</sup>	2021-2022 <sup>59</sup>
Budgets autorisés (M\$)	22,4	22,4	28,4	28,7	35,2
Dépenses réelles (M\$)	18,4	21,7	22,3	28,8	36,5
Écart (M\$)	(4,0)	(0,7)	(6,0)	0,1	1,3
Dépassement budgétaire	-	-	-	0,2 %	3,6 %
Résultats vs cible des économies prévues	102 %	101 %	102 %	104 %	106 %

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), Tableau 31, p. 85

En réponse à une demande du GRAME, Énergir précise que deux dépassements de marge ont été requis, l'un pour le marché résidentiel en 2017-2018 et l'autre pour le marché VGE en 2021-2022, ce qui répond globalement à notre demande :

Réponse :

Notons d'emblée que les quatre catégories de marché mentionnées dans la question 4.1 (Résidentiel, Commercial, Institutionnel, Industriel) diffèrent des catégories de marché qu'Énergir a historiquement présentées, soit les catégories résidentielle, commerciale institutionnelle industrielle (CII) ou Affaires, et grandes entreprises<sup>3</sup>.

Au cours de la période 2018-2022, Énergir a demandé à la Régie, à deux occasions, une autorisation de dépassement budgétaire au-delà de la marge de manoeuvre permise par cette dernière : l'une en 2017-2018 pour le marché résidentiel, l'autre pour le marché VGE en 2021-2022. La Régie a approuvé ces deux demandes dans ses décisions D-2018-1104 et D-2022-0815.

Dans sa preuve, Énergir indiquait que la segmentation de marché utilisée dans le cadre du PGEÉ (Résidentiel, CII et VGE) « a cependant des limites puisque l'offre de programme a évolué et continuera d'évoluer dans le futur pour correspondre aux besoins des clients, sans nécessiter la duplication des volets des programmes afin qu'ils soient parfaitement définis pour correspondre à ces catégories génériques afin d'avoir une offre simple et facile à commercialiser<sup>6</sup>. »

De plus, comme présentées au tableau 32 de la pièce B-0143, Énergir-J, Document 2, les prévisions budgétaires ont été établies en considérant que plusieurs des différents volets sont accessibles aux clients de plus d'une catégorie de marché (Résidentiel, CII et VGE). Il n'est donc pas possible de décortiquer les prévisions budgétaires selon la segmentation de marché : Résidentiel, Commercial, Institutionnel et Industriel

Par conséquent, Énergir n'est pas en mesure de fournir l'information demandée

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 4.1.

Le GRAME note de la réponse d'Énergir que les prévisions budgétaires sont établies en considérant l'accessibilité de certains volets à plus d'une catégorie de marché.

#### **4.2 Conclusion et recommandation**

Énergir demande à ce que la marge de dépassement budgétaire de 15 % par catégorie de clientèle soit éliminée et que la marge vise plutôt l'ensemble des budgets du PGEÉ. Le GRAME comprend des explications d'Énergir que limiter le dépassement budgétaire par catégorie de clientèle ne permet pas de faire assumer ces coûts excédentaires aux clients ayant bénéficié des aides financières.

Selon le GRAME, il n'y aurait pas d'avantage à limiter la marge de dépassement de 15 % par catégorie de clientèle puisque les budgets des programmes du PGEÉ sont établis en tenant compte des prévisions de participation pour chaque programme. Donc, à moins que l'on puisse déterminer qu'Énergir a sciemment limité ses efforts de commercialisation pour une catégorie de clients afin d'en avantager une autre, ce qui n'est pas notre lecture de la preuve présentée par Énergir, nous pouvons conclure que la marge de dépassement de 15 % serait plus adaptée si elle s'appliquait à l'ensemble du budget du PGEÉ.

Enfin, quant à l'objectif de maintenir un accès à des programmes en EÉ pour chaque catégorie de clientèle, celui-ci ne peut être atteint via la limite de dépassement de 15 % par catégorie, mais plutôt par la recherche et le développement de programmes en amont du PGEÉ.

**Le GRAME recommande à la Régie d'autoriser la demande d'Énergir à ce que la marge de dépassement budgétaire de 15 % par catégorie de clientèle vise plutôt l'ensemble du budget du PGEÉ.**

#### **V. TESTS ÉCONOMIQUES ET BNÉ**

Énergir propose l'ajout générique des BNÉ, lesquels sont identifiés au Tableau 37 : Ajouts génériques des BNÉ et impacts des BNÉ sur la rentabilité des initiatives du PGEÉ en 2023-2024<sup>11</sup>. Le GRAME constate que l'ajout de BNÉ n'a aucun impact sur le maintien de programmes du PGEÉ qui, autrement, ne rencontreraient pas les exigences du TCTR.

L'ajout des BNÉ s'inscrit dans la reconnaissance d'avantages non-énergétiques par la société.

---

<sup>11</sup> R-4210-2022, [B-0219](#), p. 106

**Tableau 37 :  
Ajouts génériques des BNÉ et impacts des BNÉ sur la  
rentabilité des initiatives du PGEE en 2023-2024<sup>94</sup>**

Programme/volet	Ajout générique BNÉ	TCTR ratio 2023-2024 - Avec BNÉ -	TCTR ratio 2023-2024 - Sans BNÉ -
<b>Appareils efficaces - Résidentiel</b>			
Thermostat intelligent	26%	1,09	0,88
Chaudière efficace	26%	1,19	0,94
Combo à condensation - Haute efficacité (projet pilote)	26%	0,91	0,72
Combo à condensation - Standard efficace	26%	1,54	1,22
<b>Soutien MFR</b>			
Supplément MFR - Résidentiel	S.O.	0,00	0,00
Supplément MFR - CII	S.O.	0,00	0,00
<b>Appareils efficaces - Affaires</b>			
Chaudière à efficacité intermédiaire	18%	2,04	1,73
Thermostat intelligent - Petits clients (projet pilote)	26%	0,76	0,60
Chaudière à condensation	18%	2,02	1,71
Chauffe-eau à condensation	5%	1,75	1,67
Infrarouge	18%	6,10	5,17
Hotte à débit variable	18%	3,02	2,84
Aérotherme à condensation (projet pilote)	18%	1,59	1,35
<b>Construction et rénovation efficaces</b>			
Rénovation	32%	2,12	1,61
Nouvelle construction	3%	9,65	9,61
<b>Diagnostics et mise en œuvre efficaces</b>			
Études CII	S.O.	0,00	0,00
Implantation CII	17%	1,70	1,45
Études GE	S.O.	0,00	0,00
Implantation GE industriel	6%	3,02	2,85
Implantation GE institutionnel	17%	1,68	1,43
Système gestion de l'énergie (projet pilote)	6%	1,98	1,87
Remise au point des systèmes mécaniques	6%	1,80	1,76
Entretien des purgeurs de vapeur (projet pilote)	18%	1,07	0,91
Optimisation des chaufferies (projet pilote)	18%	3,51	2,98
<b>Énergie renouvelable</b>			
Préchauffage solaire - Chauffage de l'espace	18%	2,93	2,48
Préchauffage solaire - Procédés et eau (projet pilote)	18%	1,50	1,27
Innovation efficace	0%	0,09	0,09
Sensibilisation	S.O.	0,00	0,00
<b>PGEE</b>	<b>S.O.</b>	<b>2,68</b>	<b>2,46</b>

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), Tableau 37, p. 106

Énergir indique que l'analyse de la firme Dunsky produite au dossier tarifaire 2016-2017 est toujours pertinente :

Les valeurs des ajouts génériques utilisées par Énergir dans le présent dossier sont présentées dans le tableau 37 et sont celles produites dans le cadre du Dossier tarifaire 2016-2017 par la firme Dunsky expertise en énergie. Énergir est d'avis que ces valeurs sont toujours pertinentes puisqu'elles reposent sur les données les plus récentes pour la quantification des BNÉ pour le secteur gazier. (Notre souligné)

Référence : R-4210-2022, [B-0219](#), p. 104

Les BNÉ regroupent trois grandes catégories de bénéficiaires, soit ceux pour les participants, ceux pour l'administrateur de programme et ceux pour la société. Le GRAME est favorable à l'intégration des BNÉ dans le TCTR, afin notamment de s'assurer que l'impact de la réduction des émissions de GES dans un contexte d'urgence climatique soit pris en compte de manière suffisante et reflété en fonction des programmes en EÉ.

SOCIÉTÉ
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction des GES</li> <li>• Réduction d'autres émissions atmosphériques (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, PM)</li> <li>• Diminution des prix d'énergie (gaz &amp; électricité)</li> <li>• Impacts économiques (PIB, emplois, recettes fiscales)</li> <li>• Sécurité d'approvisionnement</li> </ul>

Référence : R-3879-2014, [B-0502](#), Tableau 1 : Principaux BNÉ, page 7

**Dans un contexte d'urgence climatique, la réduction des émissions de GES et d'autres polluants doit être prise en considération dans le secteur du gaz naturel. L'ajout de BNÉ permet d'ajouter une plus-value aux économies d'énergie de gaz naturel, ce qui serait moins direct dans le secteur de l'électricité au Québec, considérant le portefeuille d'approvisionnement élevé en énergies renouvelables.**

Par exemple, nous notons que la Californie concentre l'ajout de BNÉ sur la réduction des émissions de GES et d'autres polluants :

La **Californie** n'inclut qu'un nombre très limité de BNÉ dans son calcul du TCTR, soit la réduction des émissions de GES et d'autres polluants (BNÉ pour la société).

Référence : R-3879-2014, [B-0502](#), Tableau 1 : Principaux BNÉ, page 7

À cet effet, le GRAME soumet que la Régie pourrait faire cet exercice, soit celui de choisir quels BNÉ retenir pour les ajouts génériques au TCTR.

Il est donc nécessaire de regarder les programmes en efficacité énergétique comme un moyen de participer à la transition énergétique et à l'objectif sociétal de carboneutralité à l'horizon 2050. La réduction à la source de la consommation énergétique est une clé importante dans cette trajectoire de transition. Par conséquent, une reconnaissance de bénéfices non énergétiques des programmes en efficacité énergétique, qui permet d'intégrer les bénéfices sociétaux, a toute son importance puisqu'elle permettra de développer des programmes additionnels porteurs d'économies d'énergie et donc de réduction de GES dans le marché du gaz naturel.

## SOCIÉTÉ

Les BNÉ sociétaux sont des effets indirects des programmes qui profitent à la société en général au-delà de ceux réalisés par les administrateurs et les participants. En plus de la réduction des émissions de GES et d'autres polluants (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, PM), on retrouve également dans cette catégorie de BNÉ les composantes suivantes : une diminution des prix du gaz naturel et de l'électricité découlant d'une demande réduite de ces sources d'énergie ; l'accroissement de la sécurité d'approvisionnement résultant des besoins moindres d'importation en énergie ; les divers impacts positifs sur l'économie (emploi, produit intérieur brut (PIB), recettes fiscales) qu'engendrent des investissements en efficacité énergétique (Notre souligné)

Référence : R-3879-2014, [B-0502](#), page 8

Deux éléments doivent être analysés, soit si l'on doit retenir l'ensemble des BNÉ (participants, administrateur et sociétal) et quelle méthode de détermination de l'ajout devrait être privilégiée (l'estimation de la valeur monétaire, l'ajout générique ou l'approche hybride)<sup>12</sup>.

À ce stade-ci de la connaissance des méthodes et des types de BNÉ, plusieurs scénarios peuvent être envisagés par la Régie, soit :

- (1) Ajout dès maintenant des BNÉ proposés par Énergir, avec possibilité, si la Régie le jugeait nécessaire :
  - a. Mise en place d'un processus d'étude spécifique portant sur les types de BNÉ à retenir et le choix de la méthode (phase 3, rencontre de travail, etc.);
  - b. Mise à jour des BNÉ au prochain dossier tarifaire;
- (2) Refus de l'ajout des BNÉ proposés par Énergir, mais avec :
  - a. Mise en place d'un processus d'étude spécifique portant sur les types de BNÉ à retenir et le choix de la méthode (phase 3, rencontre de travail, etc.);
  - b. Mise à jour des BNÉ au prochain dossier tarifaire

Cependant, la détermination de la valeur ajoutée des BNÉ au test de rentabilité reconnu par la Régie, soit le TCTR, demeure un exercice complexe. Ce problème existe notamment dans plusieurs domaines, comme celui de l'évaluation comparative du choix des ressources énergétiques lorsque le *Power Scorecard* est utilisé, et qui propose une évaluation plus négative de la filière hydro-électrique que celle de la production électrique par une centrale de gaz naturel (Natural Gaz Combustion Turbine).<sup>13</sup>

Le GRAME est d'avis que l'attribution d'une valeur aux BNÉ, et ce pour chacun des programmes, ne pourra qu'être dépendante de la valeur relative qui sera accordée aux différents bénéficiaires (participants, administrateur et sociétal). Il s'agira dans certains cas de

---

<sup>12</sup> R-3879-2014, [B-0502](#), pages 8-9

<sup>13</sup> [Power Scorecard Methodology Report - Public Draft - Docest](#). Attachment A, p. 36

la détermination d'une valeur monétaire, laquelle peut être une valeur estimative, donc moins directe que la prise en compte par exemple de coûts évités, mais également d'un exercice de jugement de valeur.

Quant aux BNÉ relatifs aux réductions de GES et autres polluants, l'exercice devrait être plus simple à chiffrer si on se base sur le prix du carbone, bien que le prix du carbone demeure une valeur commerciale et non une valeur sociétale relative aux nombreux bénéfiques (Amélioration de la qualité de l'air, réduction des impacts environnementaux de l'augmentation de la température, etc.) que retire la société de la réduction des GES. À titre d'exemple de valeur estimative, le prix du carbone peut varier et pourrait atteindre 97 \$ la tonne en 2030 au Québec, comparativement à celui de 170 \$ la tonne au Canada:

Le prix du carbone au Québec devrait atteindre 97 \$ en 2030 selon les prévisions du ministère de l'Environnement, un prix trop peu élevé pour lui permettre d'atteindre sa cible climatique, et beaucoup moins important que les 170 \$ que compte faire payer Ottawa au même moment.

Référence : [Prix du carbone en 2030 | Québec met la barre bien moins haut qu'Ottawa | La Presse](#), 28 avr. 2022

Au Vermont, on a retenu une valeur, à l'époque de l'enquête de la Firme Dunsky en 2015, de loin plus importante que le prix du carbone de cette époque :

Quant au prix du carbone, la fourchette de prix se situe principalement entre 5 \$ et 43 \$CAN/tonne, reflétant les cours actuels et prévus du marché du carbone à court et moyen terme. Toutefois, le Vermont a retenu une valeur beaucoup plus importante de 110 \$CAN/tonne dans le but de capturer les coûts sociaux du carbone étant donné l'usage du TCS au lieu du TCTR dans cette région. Il est important de souligner qu'une prévision de ces prix n'a pas été réalisée en Colombie-Britannique, car les coûts évités du gaz naturel et de l'électricité sont basés sur les énergies renouvelables ; sources d'énergie n'émettant pas de GES ;

Référence : R-3879-2014, [B-0502](#), pages 23-24

Ainsi, bien qu'il soit possible de chiffrer ce type de BNÉ, il est aussi sujet à un choix, soit celui d'y ajouter aussi une valeur monétaire pour refléter l'ensemble des bénéfiques résultant de la réduction des GES pour la société.

Considérant qu'un tel exercice a ses propres limitations et nécessite un débat plus approfondi, la proposition d'Énergir est simple d'application et reflète le besoin d'améliorer le TCTR en permettant de rechercher de nouvelles avenues en matière d'efficacité énergétique et donc de participer plus activement à la décarbonation de la société québécoise.



Tableau 20 : Ajouts génériques visant à refléter les BNÉ des programmes de Gaz Métro – Scénario Conservateur\*

BNÉ Participant			BNÉ Admin. de programme (MFR)			Sous-Total	// Facteur conservateur de 75 % //	Sous-total Conservateur	BNÉ Risque	TOTAL
% BNÉ participant Mass.	Probabilité d'occurrence des BNÉ	Ajout générique Participant	% BNÉ Adm. Mass.	Probabilité d'occurrence des BNÉ	Ajout générique MFR	Ajout générique Participant + MFR		Ajout générique Participant + MFR CONSERVATEUR	Ajout générique risque	Ajout générique Total
A	B	C=AxB	D	E	F=DxE	G=C+F	H	I=GxH	J	K=I+J

Référence : R-3879-2014, [B-0502](#), page 34

Cependant, le GRAME note qu'aucun BNÉ pour la société n'a été considéré dans le scénario conservateur proposé par la Firme Dusky, soit le scénario conservateur qui a été également retenu par Énergir au présent dossier, laissant de côté un aspect important des BNÉ, soit celui de la réduction des GES et autres polluants. Le GRAME est d'avis que dans le contexte d'urgence climatique, un tel manque n'est pas acceptable en 2023.

## 5.1 Conclusion et recommandation

Afin de ne pas retarder la prise en compte des BNÉ dans les TCTR et de permettre à Énergir de procéder à la recherche de nouvelles mesures en efficacité énergétique, le GRAME recommande à la Régie d'approuver dès maintenant la demande d'Énergir d'approuver l'intégration des BNÉ dans le calcul du TCTR selon la méthodologie proposée.

Finalement, le GRAME recommande à la Régie la mise en place d'un processus d'étude spécifique portant sur les types de BNÉ à retenir et le choix de la méthode (phase 3, rencontre de travail, etc.). Cet exercice permettrait une mise à jour des BNÉ au prochain dossier tarifaire de même que la prise en compte des BNÉ sociétaux comme ceux de la réduction des GES et autres polluants.

## VI. BUDGET

### 6.1 Analyse

Concernant le budget requis pour les programmes en EÉ, le GRAME note qu'une grande part de celui-ci est attribué au programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces* :

Tableau 7 :  
Budgets totaux par programme (M\$)

Programme	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026
Appareils efficaces - résidentiel	1,3	0,5	0,5	2,4
Soutien MFR	0,8	0,9	1,0	2,7
Appareils efficaces - affaires	8,0	4,7	3,9	16,5
Construction et rénovation efficaces	4,5	5,5	7,4	17,4
Diagnostics et mise en œuvre efficaces	36,6	44,3	47,0	127,9
Énergie renouvelable	1,4	1,9	2,6	5,9
Innovation efficace	1,2	1,4	2,2	4,8
Sensibilisation	0,8	0,9	1,1	2,8
PGÉE	54,5	60,0	65,8	180,4

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux présentés dans ce tableau.

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), Tableau 7, p. 19

Cependant, le TCTR du programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces* est élevé et justifie l'allocation du budget :

---

## R-4213-2022, Phase 2



**Tableau 8 :**  
**TCTR par programme (M\$ actualisé)**

Programme	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Appareils efficaces - résidentiel	0,4	0,2	0,3
Soutien MFR	-0,2	-0,2	-0,3
Appareils efficaces - affaires	18,2	13,9	10,8
Construction et rénovation efficaces	112,3	95,9	67,2
Diagnostics et mise en œuvre efficaces	121,2	146,4	170,7
Énergie renouvelable	3,5	4,5	5,5
Innovation efficace	-1,3	-1,8	-3,6
Sensibilisation	-0,7	-0,9	-1,0
<b>PGEÉ</b>	<b>253,5</b>	<b>257,9</b>	<b>249,5</b>

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux présentés dans ce tableau.

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), Tableau 8, p. 22

Le GRAME note que le budget pour le PGEÉ augmente de 55 % entre 2022-2023 et 2025-2026 et soumet que cette augmentation semble à priori justifiée, considérant les efforts nécessaires de décarbonation liés à l'usage de gaz naturel :

#### Budgets d'aide financière

Entre 2022-2023 et 2025-2026, Énergir anticipe que les budgets annuels d'aide financière du PGEÉ augmentent de 55 % ou de 20,9 M\$ pour atteindre 59,0 M\$ en 2025-2026. Environ 75 % de cette augmentation résulte des stratégies de croissance proposées dans le cadre du présent dossier et de leur impact favorable attendu sur la participation. Le 25 % restant découle principalement de la maturation des ajustements antérieurs aux aides financières des volets *Implantation CII et GE* autorisés par la Régie en novembre 2020 en considérant les délais d'implantation des projets. Par conséquent, sans les modifications proposées au présent dossier, le budget d'aide financière aurait crû tout de même de 5,2 M\$ ou de 14 % entre 2022-2023 et 2025-2026 pour atteindre 43,3 M\$ en 2026.

Comme illustré dans le tableau 4, environ 90 % du budget annuel total du PGEÉ sera redistribué aux clients sous forme d'aide financière durant la période 2024-2026, soit un niveau similaire à celui de l'année 2022-2023 et supérieur à l'historique (2018-2019 – 2021-2022) d'environ 85 %. Ces aides financières aideront les clients à réaliser des projets d'efficacité énergétique qui leur permettront de réduire leur facture énergétique de 1 milliard de dollars sur la durée de vie des mesures implantées. (Notre souligné)

Référence : R-4213-2022, [B-0219](#), p. 18

De plus, selon la preuve d'Énergir, 90 % du budget annuel du PGEÉ sera alloué aux aides financières sur la période du PGEÉ (2024-2026), en augmentation d'environ 85 % par rapport aux PGEÉ des années 2018-2019 à 2021-2022<sup>14</sup> :

En réponse à une demande de la Régie, Énergir présente une comparaison des prévisions du PGEÉ (2023-2026) entre le scénario de référence et celui proposé. Nous constatons que

<sup>14</sup> R-4213-2022, [B-0143](#), p. 18

les économies nettes ne varient à la hausse que de 5 %, alors que le budget est en hausse de 54 % pour le scénario proposé par Énergir pour le PGEE 2024-2026 :

**Tableau - Prévisions du PGEE (2023-2026)**  
selon les stratégies de croissance proposées et le scénario de référence

Scénario de référence	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026	Variation 2026/2023
Economies nettes (Mm <sup>3</sup> )	54,2	50,8	47,6	46,1	144,5	-15 %
Réduction nette GES (tonnes de CO <sub>2</sub> )	104 042	97 515	91 373	88 493	277 381	-15 %
Budget total (M\$)	42,7	49,5	49,1	48,5	147,0	14 %
Aides financières	38,1	44,8	44,1	43,3	132,2	14 %
Frais d'exploitation	4,6	4,7	4,9	5,2	14,9	13 %
Scénario du PGEE 2024-2026	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Total 2024-2026	Variation 2026/2023
Economies nettes (Mm <sup>3</sup> )	54,2	54,5	55,6	56,9	167,0	5 %
Réduction nette GES (tonnes de CO <sub>2</sub> )	104 042	104 760	106 734	109 359	320 853	5 %
Budget total (M\$)	42,7	54,5	60,0	65,8	180,4	54 %
Aides financières	38,1	49,1	53,8	59,0	161,9	55 %
Frais d'exploitation	4,6	5,4	6,2	6,9	18,5	50 %

Référence : R-4213-2022, [B-0139](#), Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, RDDR no 4.1

Afin de pouvoir déterminer l'impact relatif annuel du scénario proposé par Énergir sur le coût de service en distribution, soit l'impact additionnel à celui du scénario de référence, nous avons préparé ce tableau qui reflète en pourcentage (%) les hausses annuelles budgétaires des deux scénarios. Par la suite, nous avons isolé la hausse additionnelle du scénario du PGEE proposé par Énergir :

Tableau 1 : Calcul du Pourcentage de hausse additionnelle du scénario du PGEE					
	Hausse du budget total entre les années du PGEE	2022-2023 /2023-2024	2023-2024 /2024-2025	2024-2025 /2025-2026	Variation
1	Scénario/référence (M\$)	6,8	-0,4	-0,6	5,8
2	Pourcentage de hausse annuelle entre les années	15,8 %	-0,8 %	-1,23 %	13,77 %
3	Scénario du PGEE (M\$)	11,8	5,5	5,8	23,1
4	Pourcentage de hausse annuelle entre les années	34,6%	10 %	9,6 %	54,2%
5	Pourcentage de hausse additionnelle du scénario du PGEE (%) (Ligne 4 – ligne 2)	18,8 %	10,8 %	10,83 %	40,43 %

L'effet marginal annuel du PGEE sur le coût de service en distribution varie entre 0,96 % et 1,16 %.

**Effet marginal annuel du PGEÉ sur le coût de service en distribution**

	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Dépenses d'exploitation (M\$)	0,8	0,8	0,6
Amortissement (M\$)	3,8	5,0	5,4
Impôt (M\$)	0,4	0,5	0,5
Rendement (M\$)	1,9	2,1	2,1
<b>Total – Part du PGEÉ (M\$)</b>	<b>6,9</b>	<b>8,4</b>	<b>8,6</b>
<b>Coût de service en distribution (M\$)</b>	<b>716,7</b>	<b>725,1</b>	<b>733,7</b>
<b>Total – Part du PGEÉ (%)</b>	<b>0,96 %</b>	<b>1,14 %</b>	<b>1,16 %</b>

Référence : R-4213-2022, [B-0139](#), Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, RDDR no 4.3

En utilisant ces données, soit celles des hausses de budget des scénarios (référence et de croissance) et celles de l'effet marginal annuel du PGEÉ sur le coût de service en distribution, le GRAME a estimé l'effet additionnel du scénario de croissance du PGEÉ proposé par Énergir :

		2023-2024	2024-2025	2025-2026
1	Effet marginal annuel du PGEÉ sur le coût de service en distribution <sup>15</sup>	0,96 %	1,14 %	1,16 %
2	Hausse budgétaire additionnelle du scénario proposé PGEÉ (%) (Tableau 1)	18,8 %	10,8 %	10,83 %
3	Total -Part du PGEÉ (%) * Impact additionnel du scénario proposé PGEÉ sur le coût de service en distribution (Ligne 1 * ligne 2)	0,18 %	0,123%	0,125 %
4	Part de l'effet marginal annuel du PGEÉ sur le coût de service attribuable au scénario proposé par Énergir (Ligne 3/ ligne1)	18,75 %	10,7 %	10,7 %

Les estimations produites ci-dessus de l'impact marginal du scénario proposé du PGEÉ sur le coût de service en distribution démontrent que les hausses du coût de service en distribution résultant du scénario proposé par Énergir ne représentent qu'une part de la hausse totale, soit de l'ordre de 19 % pour 2023-2024 et de l'ordre de 11 % pour 2024-2025 et 2025-2026.

<sup>15</sup> R-4213-2022, [B-0139](#), Réponse à la demande de renseignements no 3 de la Régie, RDDR no 4.3

## 6.2. Conclusion et recommandation

Considérant l'importance dans le secteur du gaz naturel de réduire à la source les émissions de GES, l'amélioration des mesures en efficacité énergétique du PGEÉ proposée par Énergir est nécessaire.

Considérant que l'impact marginal du scénario proposé du PGEÉ sur le coût de service en distribution n'est pas significatif, comparativement aux avantages de maintenir une offre en efficacité énergétique porteuse de résultats, le GRAME recommande à la Régie d'approuver les budgets demandés par Énergir pour les trois années du PGEÉ, soit de 2024-2026.

## VII. APPROVISIONNEMENT EN GSR

### 7.1. Mise en contexte

Le GRAME est préoccupé par la tangente que prend la part relative du GSR acquis hors territoire et s'interroge sur les objectifs d'Énergir à plus long terme pour rencontrer les cibles réglementaires subséquentes et sur les nouveaux développements de projets de GSR en territoire.

Le GRAME rappelle que le gouvernement a énoncé à plusieurs reprises son intention de favoriser la consommation locale de GSR produit au Québec et que le contexte semble être favorable à une montée de la production de GSR au Québec.

### 7.2 Atteinte des cibles réglementaires

Le GRAME note qu'Énergir prévoit rencontrer et même dépasser ses cibles réglementaires de 2 % et de 5 %.<sup>16</sup> Considérant les difficultés antérieures survenues pour la livraison du GSR, Énergir précise, en réponse à une demande du GRAME, qu'il existe toujours un risque que l'entrée en service de certains projets soit décalée :

Énergir met à jour ses prévisions de livraison de GSR selon les meilleures informations qu'elle détient à ce moment. Ces prévisions évoluent à travers le temps. La réalisation des projets de GSR implique un certain nombre de parties prenantes et d'autorisations qui peuvent induire des retards hors du contrôle d'Énergir. L'avancement du projet et sa solidité font partie des informations essentielles qui sont évaluées par Énergir dans son processus de revue diligente avant la signature d'un contrat. Toutefois, il existe toujours un risque que l'entrée en service des projets soit décalée même après la signature du contrat. (Notre souligné)

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.4

---

<sup>16</sup> R-4213-2020, [B-0187](#), Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR - 2024 à 2027, p. 1

Concernant la cible de livraison de GSR de 2 % pour l'année tarifaire débutant en 2023, Énergir indique être confiante de l'atteindre :

Énergir est confiante d'atteindre des livraisons de GSR à la hauteur de 2 % pour l'année réglementaire 2023-2024. (Notre souligné)

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.5

**Le GRAME est satisfait de la revue diligente réalisée par Énergir et de ses efforts pour s'assurer que les cibles soient rencontrées.**

### 7.3 Portefeuille d'approvisionnement en GSR

Dans sa décision [D-2020-057](#) (par. 480), la Régie indiquait que favoriser la diversification de ses contrats à durée fixe ou variable pourrait faciliter la prise en compte de la montée en charge de la production de GNR au Québec, répondant ainsi à l'un des principaux objectifs de la Politique énergétique 2030 en ce qui a trait au GNR :

[480] La Régie est d'avis qu'un portefeuille comportant une variété de contrats à durée fixe ou variable est préférable à un portefeuille composé principalement de contrats de long terme. Une telle diversification permettrait à Énergir de s'ajuster plus rapidement à l'évolution du marché du GNR, qui risque d'évoluer significativement dans le temps au fur et à mesure de sa maturation. Enfin, une telle diversification pourrait faciliter la prise en compte de la montée en charge de la production de GNR au Québec, répondant ainsi à l'un des principaux objectifs de la Politique énergétique en ce qui a trait au GNR. (Notre souligné)

Référence : R-4008-2017, [D-2020-057](#) (par. 480)

Dans sa décision [D-2023-022](#), la Régie rejette l'établissement d'une caractéristique pour les contrats d'approvisionnement en GSR fondée sur la provenance du GSR (par. 268) et indique constater que le contexte dans lequel évolue Énergir demeure similaire à celui de 2020 (par. 267) :

[267] La Régie constate que le contexte dans lequel évolue Énergir demeure similaire à celui qui prévalait en 2020 et que son poids demeure prépondérant dans le marché québécois du GSR. Elle constate aussi que le contexte réglementaire tel que modifié ne prescrit toujours aucune modalité ou condition spécifique relative à la provenance de l'approvisionnement en GSR.

[268] Pour ces raisons, la Régie réitère sa position exprimée dans la décision D2020-057 et rejette à nouveau l'établissement d'une caractéristique fondée sur la provenance du GSR. (Nos soulignés)

Référence : R-4008-2017, [D-2023-022](#), par. 267 et 268

Nous constatons que le contexte est en pleine évolution et est à même de changer rapidement, notamment en lien avec la production de gaz naturel renouvelable (GNR) par

Énergir en partenariat avec Nature Energy, une entreprise danoise de biométhanisation récemment rachetée par Shell, afin de fournir le tiers (200 Mm<sup>3</sup>) du GNR nécessaire pour rencontrer la cible de 2030, l'équivalent de 30 % de la cible réglementaire de 10 % en 2030 :

Énergir se lance dans la production de gaz naturel renouvelable (GNR) en devenant partenaire de Nature Energy, géant danois de la biométhanisation récemment racheté par Shell. L'entente mènera à la construction de 10 méga-usines totalisant un investissement d'un milliard de dollars pour produire annuellement jusqu'à 200 millions de mètres cubes de GNR.

À elle seule, cette production devrait fournir le tiers du GNR nécessaire à Énergir pour respecter les normes québécoises de 2030, indique Éric Lachance, p.-d.g. de l'ancienne Gaz Métro. Les projets permettraient de réduire les émissions de CO d'un maximum de 400 000 tonnes, selon l'entreprise.

Les usines de biométhanisation utilisent des technologies qui, grâce à la digestion anaérobie, permettent de traiter des résidus agricoles comme le lisier afin d'en soutirer le méthane. Celles-ci seront construites « dans des régions où il va y avoir une forte densité du potentiel agricole. Ce sont de grosses usines », dit Éric Lachance. Il estime la production moyenne annuelle de chaque installation à 20 millions de mètres cubes, soit l'équivalent de ce qui est nécessaire pour chauffer près de 15 000 résidences. (Nos soulignés)

Référence : [Énergir et le géant danois Nature Energy produiront du gaz naturel renouvelable | Le Devoir](#)

Les prévisions d'approvisionnement en GSR démontrent que les cibles exigibles seront dépassées de 2023-2024 à 2026-2027 :

PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GSR - 2024 À 2027

	2023-2024		2024-2025		2025-2026		2026-2027	
Règlement	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	
1 Volumes de base	6 178 920		6 197 191		6 131 144		6 143 572	
2 % règlement	2,00%		2,00%		5,00%		5,00%	
3 Volumes exigibles	123 566		123 944		306 557		307 179	
4 Approvisionnement <sup>1</sup>	Nb de contrats	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Nb de contrats	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Nb de contrats	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Nb de contrats	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
5 Achat direct territoire	2 700		3 607		3 607		3 607	
6 Achat direct hors territoire	-		-		-		-	
7 Gaz de réseau GSR en territoire approuvé <sup>2</sup>	10	28 548	10	34 637	10	37 815	10	37 759
8 Gaz de réseau GSR en territoire non approuvé <sup>3</sup>	1	1 983	3	7 563	9	54 675	10	75 041
9 Gaz de réseau GSR hors territoire approuvé <sup>2</sup>	5	96 108	5	108 191	5	108 363	5	111 002
10 Gaz de réseau GSR hors territoire non approuvé <sup>3</sup>	-	-	2	70 000	4	120 000	6	180 000
11 Total volumes	16	129 340	20	223 998	28	324 460	31	407 410
12 Coûts des contrats approuvés	Nb de contrats	Coûts	Nb de contrats	Coûts	Nb de contrats	Coûts	Nb de contrats	Coûts
13 Prix moyen (C/m <sup>3</sup> )	70,51		72,40		73,32		74,21	
14 Coûts (100 \$)	15	87 892	15	103 411	15	107 180	15	110 396
15 Consommation de GSR	Nb de clients	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Nb de clients	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Nb de clients	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Nb de clients	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
16 Achat direct territoire	111	2 700	111	3 607	111	3 607	111	3 607
17 Achat direct hors territoire	-	-	-	-	-	-	-	-
18 Gaz de réseau GSR	2 877	118 548	4 095	168 596	5 844	240 320	6 655	273 583
19 Autococonsommation de GSR par Énergir	25	1 319	25	1 319	25	1 319	25	1 319
20 Total volumes vendus	3 013	123 566	4 231	173 521	5 980	245 246	6 791	278 509
21 Volumes vendus - Volumes exigibles	-		49 578		[61 311]		[28 670]	

<sup>1</sup> Les achats directs en territoire sont inclus à la ligne 14, les achats de gaz de réseau GSR en territoire sont inclus à la ligne 18 et les achats de gaz de réseau GSR hors territoire sont inclus à la ligne 20 de la pièce Énergir-H, Document 3, annexe 6.  
<sup>2</sup> Contrats d'achats respectant les caractéristiques approuvées par la Régie dans la décision O-2023-022.  
<sup>3</sup> Contrats d'achats non signés. Certains de ces contrats nécessiteront une approbation spécifique de la Régie.

Référence : R-4213-2020, [B-0187](#), Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR - 2024 à 2027, p. 1

Le GRAME a préparé un sommaire afin de cibler la part relative des approvisionnements en GSR en territoire et hors territoire par rapport à la cible volumétrique en GSR exigible entre les années 2023 et 2027 :

No		2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
		Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
1	Cible réglementaire	2 %	2 %	5 %	5 %
2	Volumes exigibles	123 566	123 944	306 557	307 179
3	<b>Approvisionnement</b>	<b>2023-2024</b>	<b>2024-2025</b>	<b>2025-2026</b>	<b>2026-2027</b>
4	GSR territoire (Achat direct, et GSR approuvé et non approuvé)	33 231	45 807	96 097	116 707
5	% de la cible GSR territoire	26,89 %	36,96 %	31,34 %	37,99 %
6	GSR hors territoire (approuvé et non approuvé)	96 108	178 191	228 363	291 002
7	% de la cible GSR hors territoire	77,77 %	143,76 %	74,49 %	94,73 %
8	Total approvisionnement	129 340	223 998	324 460	407 709
9	% des approvisionnements en territoire	25,70 %	20,45 %	29,62%	28,64%
10	% des approvisionnements hors territoire	74,30%	79,55 %	70,38 %	71,36%

Considérant que le volume des approvisionnements totaux est supérieur au volume exigible, on peut remarquer que le pourcentage total des approvisionnements en territoire et hors territoire dépasse le total des cibles exigibles et qu'une part croissante des approvisionnements prévus seront affectés pour répondre aux cibles subséquentes.

Nous pouvons aussi faire le constat que plus de 70 % des approvisionnements totaux, notamment nécessaires pour atteindre la cible de 5 % en 2025, proviennent de GSR acquis hors territoire. Le GRAME est d'avis qu'il s'agit d'une tendance lourde de conséquences pour le développement de la filière de GSR québécoise, considérant que la majorité des contrats de GSR ont une durée de l'ordre de 20 ans. Sommes-nous en train d'hypothéquer le potentiel de développement de notre filière québécoise de production de GSR ?

Rappelons que le PEV 2030 maintient la cible d'augmentation de 50 % de la production de bioénergies d'ici 2030 :

Le gouvernement maintient la cible d'augmenter de 50 % la production de bioénergies d'ici 2030. De plus, il compte porter à 10 % le volume minimal de gaz naturel renouvelable injecté dans le réseau de gaz naturel à l'horizon 2030.

Référence : [Plan pour une économie verte 2030](#), p. 19

L'analyse d'impact réglementaire relative au projet de *Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* pose l'hypothèse que la majorité de la production de GSR nécessaire pour rencontrer les exigences du Règlement à l'horizon 2030 sera produite au Québec, alors que présentement



la tendance est inversée, alors que plus de 70 % des approvisionnements en GSR sont importés sur l'horizon de la cible de 5 % en 2026-2027<sup>17</sup> :

Sans exclure qu'une portion des GSR consommée puisse être importée en 2030, dans le cadre de la présente analyse, on suppose que la majorité de la production de GSR nécessaire pour remplir les exigences du Règlement à l'horizon 2030 sera produite au Québec, ce qui pourrait générer des revenus supplémentaires pour les producteurs locaux ainsi que l'amélioration du produit intérieur brut et de la balance commerciale du Québec. (Notre souligné)

Référence : R-4008-2017, [A-0347](#), Analyse d'impact réglementaire relative au Projet de Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, p. 14

À cet égard, le GRAME demandait à Énergir si elle prévoit s'approvisionner auprès d'autres fournisseurs de GSR en territoire d'ici les 20 prochaines années, considérant la durée des contrats de l'ordre de 20 ans. Énergir nous indique prévoir s'approvisionner à la fois auprès de fournisseurs en territoire et hors territoire :

Réponse :

Énergir prévoit s'approvisionner auprès de multiples fournisseurs en territoire et hors territoire par l'entremise de trois mécanismes d'approvisionnement (gré à gré, appel d'offres et court terme) pour l'atteinte de ces cibles réglementaires. De nombreux projets en territoire sont actuellement en développement et en discussion avec Énergir, incluant les projets de Nature Energy, mais pas uniquement.

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.1

Le GRAME demandait également à Énergir si elle va conserver une marge de manœuvre pour pouvoir inclure d'autres fournisseurs en territoire, considérant l'émergence imminente du GSR en territoire et le changement contextuel en cours. Énergir indique vouloir s'approvisionner à la fois en territoire et hors territoire et précise toutefois que le cycle de développement de certains projets en territoire est long, faisant en sorte qu'Énergir ne peut pas compter avec certitude sur ces volumes, que ce soit à court ou à moyen terme :

Réponse :

Comme indiqué à la réponse à la question 5.1, Énergir compte s'approvisionner auprès de multiples fournisseurs en territoire et hors territoire. Énergir soutient, conseille et appui les promoteurs en territoire dans leur développement afin d'augmenter ces volumes de GSR. Toutefois, le cycle de développement de certains projets en territoire est relativement long, ce qui ne permet pas de compter avec certitude sur ces volumes à court ou moyen terme.

---

<sup>17</sup> R-4008-2017, [A-0347](#), Analyse d'impact réglementaire relative au Projet de Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, p. 14



Afin d'être en mesure d'atteindre ces cibles, Énergir s'approvisionne également auprès de fournisseurs hors territoire.

À noter que le *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* impose une obligation de volumes et non de provenance du GSR. En respectant les barèmes autorisés dans le cadre de l'étape D du dossier R-4008-2017, l'intention d'Énergir est de continuer à soutenir les fournisseurs en territoire et de signer d'autres contrats en franchise. À cet effet, plus de la moitié des contrats signés à ce jour le sont avec des producteurs en territoire. (Nos soulignés)

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.2

Le GRAME comprend que la tâche de s'approvisionner en territoire est complexe pour le moment, ce qui nous incite à réitérer l'importance de limiter la durée des contrats à venir hors territoire pour permettre à la filière québécoise de GSR de s'arrimer avec les besoins en GSR d'Énergir pour rencontrer les cibles réglementaires exigibles. **Nous sommes d'avis qu'Énergir devrait se pourvoir d'objectifs à plus long terme pour ses approvisionnements en GSR en territoire, et cela, de manière à planifier à la fois la durée et les volumes requis de ces contrats hors territoire.** À cet égard, Énergir nous indiquait ne pas avoir défini de cible :

Réponse :

Énergir n'a pas de cible en pourcentage d'approvisionnement en territoire. Le pourcentage des projets en territoire dépendra notamment de leur développement respectif, des conditions du marché et des conditions réglementaires.

Référence : R-4213-2022, [B-0176](#), Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR no 5.3

### 7.3 Conclusion et recommandation

Le GRAME recommande à la Régie de prendre acte de la prévision d’approvisionnement et de distribution de GSR pour les années 2024-2027, sous réserve des commentaires suivants.

En référence à la décision de la Régie portant sur l’établissement d’une caractéristique portant sur la provenance du GSR, dans laquelle la Régie indique que le contexte dans lequel évolue Énergir demeure similaire à celui qui prévalait en 2020<sup>18</sup>, le GRAME est d’avis que ce contexte vient de changer avec l’annonce d’une production de gaz naturel renouvelable (GNR) par Énergir en partenariat avec Nature Energy<sup>19</sup>, puisque celle-ci pourrait fournir le tiers (200 Mm<sup>3</sup>) du GSR nécessaire pour rencontrer la cible de 2030, l’équivalent de 30 % de la cible réglementaire de 10 % en 2030.

L’analyse d’impact réglementaire relative au projet de Règlement pose l’hypothèse que la majorité de la production de GSR nécessaire pour rencontrer les exigences du Règlement à l’horizon 2030 sera produite au Québec, alors que présentement la tendance est inversée, avec plus de 70 % des approvisionnements en GSR hors territoire sur l’horizon de la cible de 5 % en 2026-2027<sup>20</sup>.

Le GRAME est d’avis qu’il s’agit d’une tendance lourde de conséquences pour le développement de la filière de GSR québécoise, considérant que la majorité des contrats de GSR ont une durée de l’ordre de 20 ans.

Le GRAME souhaite souligner à la Régie que les décisions prises maintenant vont hypothéquer le potentiel de développement de notre filière québécoise de production de GSR pour les 20 prochaines années, soit sur la durée de l’ensemble des contrats de GSR hors territoire.

**Le GRAME est d’avis qu’Énergir devrait se pourvoir d’un objectif à plus long terme pour ses approvisionnements en GSR en territoire, et cela, de manière à planifier à la fois la durée et les volumes requis de ces contrats hors territoire.**

**Par conséquent, le GRAME recommande à la Régie d’ordonner à Énergir de se doter d’une cible d’approvisionnement en territoire sur l’horizon 2030 pour l’atteinte de la cible exigible de 10 %, celle-ci n’ayant pas fait l’objet d’une décision au dossier R-4008-2017.**

---

<sup>18</sup> R-4008-2017, [D-2023-022](#), par. 267 et 268

<sup>19</sup> [Énergir et le géant danois Nature Energy produiront du gaz naturel renouvelable | Le Devoir](#) (Annexe 1)

<sup>20</sup> R-4008-2017, [A-0347](#), Analyse d’impact réglementaire relative au Projet de Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, p. 14