

Mémoire de la fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)

Portant sur la

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

Préparé dans le cadre du dossier

R-4213-2021 – Phase 2

de la Régie de l'énergie du Québec

Par

Antoine Gosselin, économiste

Montréal, le 25 juillet 2023

1. Introduction

Dans le cadre du présent dossier, Énergir formule plusieurs demandes touchant à des aspects variés de ses activités. Après analyse de la preuve et des réponses aux demandes de renseignements, la FCEI formule dans la présente preuve des recommandations sur la prévision du besoin de capacité de la journée de pointe et le Programme d'encouragement à la décarbonation.

2. Établissement du besoin de la journée de pointe

Énergir présente l'évaluation du besoin de la journée de pointe à l'annexe 4 de sa preuve sur le contexte et la stratégie d'approvisionnement.¹ Elle évalue ce besoin à $36\,780\,10^3\text{m}^3/\text{j}$. Aux fins de l'évaluation du besoin de la journée de pointe, Énergir écarte l'utilisation des données réelles les plus récentes, soit les données de 2021-2022. Elle indique que « [p]our la Cause tarifaire 2023-2024, 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. »² Elle note également un saut de près de 50% du coefficient de la variable $DJ_t \times \text{Vent}_t$ pour lequel elle ne voit pas d'explication plausible estimant qu'une erreur d'échantillonnage pourrait se cacher derrière ce résultat.

La FCEI n'est pas convaincue par l'évaluation du besoin de la journée de pointe réalisée par Énergir. Premièrement, elle suspecte que l'appréciation d'Énergir quant à la correspondance entre la variation des volumes projetés et la variation de la pointe est erronée. En réponse à la question 6.3 de la FCEI, Énergir présente l'évaluation de la demande projetée en journée de pointe sur la base des données de 2021-2022. L'étape 4 de cette analyse présente l'évaluation finale du besoin de pointe incluant la mise à jour de tous les paramètres. À cette étape, la ligne 75 présente un ajustement pour la demande 2023-2024 de $1\,015\,10^3\text{m}^3/\text{j}$.³ Or, la preuve d'Énergir suggère qu'il devrait être beaucoup plus faible, voire négatif lorsque la régression repose sur l'année 2021-2022.

La FCEI reproduit ci-dessous la section 1.3 tirée de la preuve d'Énergir.⁴

¹ B-0054, Annexe 4.

² B-0054, Annexe 4, p. 2.

³ B-0175, p. 26, ligne 75.

⁴ B-0054, Annexe 4, p. 8.

1.3 DÉTAIL DU CALCUL DU FACTEUR D'AJUSTEMENT

- 1 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la
 2 demande de pointe de la clientèle visée par la régression selon l'année de référence de la
 3 régression utilisée pour la Cause tarifaire 2023-2024, et les quatre dernières années de
 4 référence. Énergir a également calculé l'année 2021-2022 à des fins de comparaison.

Tableau 3

(10 ³ m ³)	Année de référence de la régression				
	CT 2024 2019-2020 Froide	2021-2022 Froide	2020-2021 Chaude	2019-2020 Froide	2018-2019 Froide
Calcul du facteur d'ajustement					
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 581 571	2 603 214	2 500 316	2 580 097	2 556 433
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 642 469	2 591 263	2 667 068	2 635 979	2 622 884
3 Ajustement pour la demande (C=B/A)	1,0236	0,9954	1,0667	1,0260	1,0260
<hr/>					
4 Demande pointe selon régression (D)	30 575	31 549	29 952	30 724	30 391
5 Demande pointe année témoin (E=DxC) (Clients visés par la régression)	31 297	31 404	31 950	31 387	31 181
6 Comparaison vs		0,34%	1,74%	-1,76%	-0,66%

Énergir y présente le calcul du facteur d'ajustement. On peut y constater que le facteur Ajustement pour la demande y est de 0,9954 lorsque la régression repose sur les données de 2021-2022, ce qui suggère un modeste ajustement négatif, contre 1,0260 lorsqu'elle repose sur les données 2019-2020, ce qui suggère un ajustement positif assez important. Pourtant, l'ajustement appliqué lors de l'évaluation du besoin de pointe basée sur les données de 2021-2022 (1 015 10³m³/j) est presque équivalent à celui reposant sur les données 2019-2020 qui est de 1 024 10³m³/j.⁵ Il semble donc y avoir une incohérence entre les ajustements pour la demande présentés au tableau 3 de la preuve d'Énergir et ceux très similaires appliqués à l'étape 4 de l'analyse du besoin de pointe. L'écart entre 1,0260 et 0,9954 représente environ 3%. Considérant que le résultat de régression est de l'ordre de 30 000 10³m³/j, la FCEI évalue que l'ajustement devrait être environ 900 10³m³/j moindre lorsque les données 2021-2022 sont utilisées. Cela résulterait en un besoin de pointe de l'ordre de 36 586 10³m³/j plutôt que les 37 486 10³m³/j obtenus par Énergir en réponse à la DDR de la FCEI.⁶

Lorsque cette correction est appliquée, la FCEI note que l'utilisation des données 2021-2022 génère une variation de la pointe qui suit de près la variation du volume projeté pour l'hiver 2023-2024. En effet, les volumes de livraison continus projetés à la cause 2022-2023 étaient de 5 885,3 10⁶m³.⁷ Au présent dossier, ils sont de 5 794 10⁶m³, en baisse de 1,54%.⁸ Le besoin de pointe était quant à lui de 37 113 10³m³/j à la cause 2022-2023.⁹ Une réduction de 1,54% correspondrait à 36 540 10³m³/j, ce qui est cohérent avec l'évaluation approximative de la FCEI à 36 586 10³m³/j.

⁵ B-0054, Annexe 4, p. 7, ligne 75.

⁶ B-0175, p. 26, ligne 80.

⁷ D-2022-123, p. 18, tableau 4.

⁸ B-0052, tableau 18.

⁹ R-4177-2022, B-0043, Annexe 5, p. 6.

Dans le même ordre d'idée, la FCEI note que l'ajustement pour la demande 2021-2022 appliqué à la cause tarifaire 2021-2022, laquelle reposait sur les données 2019-2020, était de $1\,022\,10^3\text{m}^3/\text{j}$.¹⁰ Considérant que la demande prévue de 2021-2022 exigeait un ajustement de $1\,022\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ par rapport à la demande réelle de 2019-2020 et que la demande prévue de 2023-2024 exige un ajustement presque identique de $1\,024\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ par rapport à la même demande réelle de 2019-2020, la FCEI s'explique mal comment la demande prévue de 2023-2024 peut nécessiter un ajustement de $1\,015\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ par rapport à l'année 2021-2022. Pour que cela soit possible, il aurait fallu que l'année réelle 2021-2022 soit très différente de l'année prévue 2021-2022, ce qui, à la lumière des données présentées au rapport annuel 2021-2022, n'est pas le cas. Le nombre de clients et les volumes normalisés continus réels de 2021-2022 s'écartent de moins de 0,1% de la prévision.¹¹ Considérant que l'année de référence 2021-2022 intègre déjà un ajustement d'environ $1\,000\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ par rapport à 2019-2020, la FCEI se serait attendue à un ajustement nul ou presque nul lorsque les données 2021-2022 servent de base à la régression, ce qui est cohérent avec la correction de $900\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ appliquée précédemment.

Deuxièmement, la FCEI soumet que la variation du coefficient associé à la variable $DJ_t \times \text{Vent}_t$ ne doit pas être analysé en vase clos. Lorsqu'un modèle comporte des variables corrélées, il est possible que les effets puissent être déplacés d'une variable à l'autre avec une variation des données sous-jacentes. Sans surprise, l'analyse des covariances entre les variables DJ_t et $DJ_t \times \text{Vent}_t$ montre une corrélation certaine entre ces variables, tel que démontré par la réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements no 2 de la FCEI.¹²

Les résultats de régression sur les données 2019-2020 et 2021-2022 démontrent un tel transfert des effets. On peut notamment observer au tableau 1 que la hausse du coefficient $DJ_t \times \text{Vent}_t$ est partiellement compensée par des baisses des coefficients des variables DJ_t et DJ_{t-1} . Aussi, la cohorte de clients étant différente, il n'est pas surprenant que la compensation des effets ne soit pas parfaite.

Tableau 1 : Impact des variations de coefficients de régression sur le besoin de pointe

	Données 2019-2020			Données 2021-2022			Écart
	Coefficient	Paramètres de la journée de pointe	Besoin en pointe	Coefficient	Paramètres de la journée de pointe	Besoin en pointe	
Base	8472	1	8472	8672	1	8672	200
DJ(t)	403	36.6	14750	395	36.6	14457	-293
DJ(t-1)	106	39.7	4208	96	39.7	3811	-397
DJ(t)xVent(t)	2.87	1154.86	3314	4.2	1154.86	4850	1536
Total			30744			31791	1046

De plus, la matrice de variance-covariance démontre une plus grande variabilité de la température en 2021-2022. De manière générale, une plus grande variabilité des variables favorise une meilleure identification des effets. On peut donc penser que le modèle 2021-2022 capte mieux les effets de température que le modèle 2019-2020.

¹⁰ R-4151-2021, B-0006, Annexe 9, p. 6.

¹¹ R-4209-2022, B-0054, p. 1.

¹² B-0175, p. 24.

Troisièmement, la FCEI estime qu'à moins de doutes importants quant aux résultats de l'évaluation du besoin de pointe, il est préférable d'utiliser les données les plus récentes puisqu'elles représentent mieux la cohorte 2023-2024. Sans oublier que les données 2019-2020 ne sont pas totalement exemptes des effets de la pandémie.

Considérant ce qui précède, la FCEI recommande à la Régie de demander à Énergir de présenter le détail des calculs des ajustements appliqués à l'étape 4 de évaluation du besoin de capacité à la journée de pointe 2023-2024 pour les régressions basées sur les données de 2019-2020 et 2020-2021 en réconciliant ceux-ci avec les résultats présentés au tableau 3 reproduit ci-dessus. En l'attente des réponses à ces questionnements, elle réserve ses recommandations quant à l'évaluation du besoin de capacité de la journée de pointe.

3. Programme d'encouragement à la décarbonation

Énergir propose de mettre en place un nouveau programme commercial visant l'encouragement à la décarbonation (PED).

Énergir indique que le PED a pour objectif de « favoriser l'adoption de mesures offertes par Énergir pour réduire les émissions de GES chez la clientèle existante » afin de contribuer aux objectifs de décarbonation et d'appuyer les ambitions du gouvernement du Québec.

« 1.1 OBJECTIF DU PROGRAMME

Afin de contribuer à ses objectifs de décarbonation et d'appuyer les ambitions du gouvernement du Québec quant aux réductions d'émission de GES, Énergir souhaite disposer d'un *Programme d'encouragement à la décarbonation* (Programme) pour ses clients existants.

Le Programme a pour objectif de favoriser l'adoption de mesures offertes par Énergir 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 GNT par du GSR. »¹³ (Nous soulignons)

Ces mesures sont l'adoption du tarif de fourniture de GSR en remplacement du tarif de fourniture de GNT et l'adoption de la biénergie.

Énergir propose d'offrir un appui financier de 40\$ la tonne de GES évité pour un engagement de 5 ans de consommation au tarif de fourniture de GSR et de 20\$ la tonne de GES évité pour l'adhésion à la biénergie pendant 10 ans. Elle précise que l'aide sera limitée à 15 000 \$ pour un client consommant moins de 125 000 m³ par année et devra être inférieure au revenu anticipé du service de distribution généré par le client sur une durée de cinq ans. La FCEI croit de plus comprendre de la réponse d'Énergir à sa question 4.29 que l'aide financière ne sera pas renouvelable.¹⁴

Énergir évalue le coût du programme à 4,5 M\$ la première année et de 6 à 8 M\$ par an par la suite.

Énergir propose finalement de fonctionnaliser ces coûts au service de distribution.

¹³ B-0218, p. 5

¹⁴ B-0208, p. 39

La FCEI juge que ce programme soulève des questions importantes eu égard à la fonctionnalisation de ses coûts, aux bénéfices qu'il engendre et à sa pertinence.

3.1 La fonctionnalisation des coûts

La Régie a établi de longue date l'importance du principe de causalité dans l'exercice d'allocation des coûts. Elle l'a reconfirmé par sa décision D-2016-100 en phase 1 du dossier R-3867-2013.

« [30] La Régie considère que l'examen détaillé des méthodes d'allocation du coût de service est fondamental. Il s'agit d'une étape préalable obligatoire avant d'entreprendre la revue des structures tarifaires et d'envisager de les modifier, ce qui, ultimement, sera l'objectif de la phase 2.

[31] Avant d'en arriver à cette étape, la Régie doit statuer sur les meilleures méthodes d'allocation du coût de service. Il s'agit essentiellement « de répartir le plus équitablement possible en fonction des liens de causalité les plus solides, la grande tarte des coûts de service entre les différentes catégories de clientèle, sans chercher à savoir par quel moyen et auprès de qui ces coûts seront récupérés, Phase 2.

[74] La Régie considère, comme l'ensemble des participants au dossier, que l'Étude devrait, autant que possible, reposer sur l'identification des relations de cause à effet. Ainsi, le principe de respect de la causalité des coûts demeure central à toute étude d'allocation des coûts. » (Nous soulignons; note omise)

La fonctionnalisation constitue la première étape du processus d'allocation des coûts et consiste à établir à quel service (fourniture, transport, distribution, équilibrage, etc.) la dépense est associée.

Dans le cas présent, la FCEI estime que la fonctionnalisation proposée par Énergir au service de distribution ne reflète pas la causalité des coûts. D'une part, la proposition ne vise pas à répondre à un enjeu de distribution et/ou à engendrer un bénéfice pour le service de distribution comme le font le PRC et le PRRC. Énergir elle-même indique de manière explicite que la « [I]a « réduction des GES (...) 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. » Malgré des affirmations ultérieures non supportées indiquant que le programme favorise la pérennité du réseau,¹⁵ la position d'Énergir est sans équivoque quant au fait que le PED ne permet pas de maintenir des revenus de distribution. D'ailleurs, si l'objectif du programme était de préserver des revenus de distribution, Énergir aurait dû démontrer que les revenus préservés excédaient les coûts du programme assurant ainsi sa rentabilité, ce qu'elle n'a pas fait. Au contraire, les seuls bénéfices mentionnés par Énergir sont les bénéfices non énergétiques ainsi que des bénéfices tangibles relatifs à la conformité au SPEDE et à la contribution au verdissement du réseau gazier qu'elle n'a pas jugé bon de quantifier parce qu'ils ne « concernent pas le service de distribution ».

À l'opposé, il ressort de manière très nette de la preuve que le PED vise à répondre à un enjeu qui est relatif au service de fourniture. En premier lieu, le nom et l'énoncé de l'objectif du programme ne laissent place à aucune interprétation quant au fait que le problème que l'on cherche à résoudre résulte de la consommation d'une source d'énergie fossile émettrice de GES. Ces coûts ne seraient évidemment pas encourus si Énergir n'offrait pas la fourniture de GNT. De plus, la proposition d'Énergir est à l'effet que le niveau même de l'aide financière est établi en fonction de la décision

¹⁵ B-0208, p. 32 réponse 4.7

du client relative à son service de fourniture et à la valeur de la tonne de GES évité. Finalement, les bénéfices tangibles relatifs à la conformité au SPEDE et à la contribution au verdissement du réseau gazier sont liés directement à la fourniture.

La FCEI recommande donc que les coûts du PED soient fonctionnalisés au service de fourniture afin de respecter le principe de causalité.

3.2 Bénéfices découlant du programme

De manière générale, les programmes commerciaux visent à générer des bénéfices nets pour la clientèle. Dans le cas du PED, la notion usuelle de bénéfice est élargie aux bénéfices non énergétiques liés à la décarbonation qui peuvent avoir un volet privé (bénéfice perçu par le client de consommer du GSR) ou public (contribution aux objectifs de la politique énergétique). Cependant, la présence de bénéfices non énergétiques ne dégage pas Énergir de la nécessité de démontrer que le coût imposé à la clientèle par le programme est justifié.

Dans le cas présent, la FCEI estime que cette démonstration devrait prendre la forme d'une évaluation du coût par tonne de GES évitée. Bien qu'Énergir propose une aide financière de 20\$ à 40\$ la tonne de GES évitée, cela n'implique pas que le coût net du programme par tonne de GES soit équivalent. Au moins deux facteurs sont susceptibles d'avoir un impact majeur sur le coût net par tonne de GES évitée, soit l'opportunité et les cibles gouvernementales de livraisons de GSR. Ces deux facteurs ont pour effet de réduire les GES évités nets par dollar octroyé.

La FCEI voit deux sources majeures d'opportunité dans la proposition d'Énergir. La première est la population actuelle des clients consommant de manière volontaire du GSR. Tous ces clients auront un intérêt évident à adhérer au programme sachant que cela n'implique aucun investissement pour eux et qu'ils conservent la possibilité de cesser leur consommation de GSR quand ils le souhaitent moyennant le remboursement d'une somme inférieure à celle qu'ils auront reçue au départ. Selon la prévision d'Énergir, cette consommation volontaire sera, en 2023-2024, de $124 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ avant la prise en compte du PED.¹⁶ Il est à noter qu'Énergir prévoit engager environ $5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ dans le programme en 2023-2024, soit 4% de la consommation volontaire prévue. La FCEI soumet que ce type d'opportunité a le potentiel d'être très important et pourrait rapidement submerger les budgets anticipés par Énergir en plus de représenter un coût significatif pour la clientèle sans aucun bénéfice environnemental associé. À titre indicatif, si une aide financière moyenne de 0,20 \$ par m^3 de GNT évité était octroyée à la moitié des achats volontaires prévus d'ici 2026-2027, il en coûterait au bas mot 15 M\$ en aide financière sans le moindre bénéfice environnemental. L'aide financière moyenne prévue par Énergir pour la substitution du GNT par du GSR en 2023-2024 est d'environ 0,38 \$ par m^3 .¹⁷ Ce premier type d'opportunité a aussi pour effet de reporter dans le temps le coût du GSR engendrant une base de tarification plus importante et un coût du capital additionnel pour les clients.

La seconde source d'opportunité est la population des clients qui adhéreront à la biénergie. Selon la preuve d'Énergir, le choix de la biénergie présente une PRI très avantageuse avant la prise en compte du programme PED,¹⁸ il paraît donc vraisemblable qu'une part importante des aides octroyées pour l'adhésion à la biénergie soient inutiles et contreproductives.

¹⁶ B-0187, p. 1 et B-0175, p. 5 réponse 2.3

¹⁷ B-0205, p. 17, réponse 1.10 : ($1\,578 \text{ k}\$/4\,107 \cdot 10^3 \text{ m}^3$)

¹⁸ B-0218, p. 6, figure 1

Il est d'ailleurs à noter qu'Énergir n'a pas cru bon d'évaluer l'impact de sa proposition sur les ventes volontaires de GSR et les émissions de GES.¹⁹

Le deuxième facteur est l'obligation de livraison de GSR fixé par le *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur*. Cette obligation fait en sorte que tant que les livraisons totales de GSR sont inférieures à l'obligation, la substitution du GNT par du GSR n'a aucun impact sur la réduction des GES.

Dans son plan d'approvisionnement, Énergir prévoit des achats volontaires de GSR égaux à la cible réglementaire en 2023-2024 à 124 10⁶m³ avant la prise en compte du PED.²⁰ Si cela s'avère, ce problème ne se posera pas pour la prochaine année tarifaire. La FCEI est toutefois sceptique face à cette prévision, considérant que les ventes volontaires réelles représentent moins 50% de ce volume à 57 10⁶m³ selon la mise en jour la plus récente,²¹ en légère baisse tant en nombre de clients qu'en volume par rapport au 31 mars 2023.²² Pour l'année 2025-2026, Énergir prévoit toutefois des ventes volontaires inférieures à la cible de 61 10⁶m³, ce qui, sur la base des budgets prévus par Énergir pour le PED, est probablement davantage que l'ensemble des ventes qui auront fait l'objet d'une aide financière d'ici là. Ainsi, le PED n'entraînerait aucun bénéfice environnemental en 2025-2026.

En somme, la FCEI note l'absence de preuve quant à l'impact net du PED sur les ventes de GSR et souligne le risque d'opportunisme significatif et potentiellement très coûteux pour les clients.

3.3 La pertinence du programme

Énergir motive le PED de la manière suivante.

« Afin de contribuer à ses objectifs de décarbonation et d'appuyer les ambitions du gouvernement du Québec quant aux réductions d'émission de GES, Énergir souhaite disposer d'un *Programme d'encouragement à la décarbonation* (Programme) pour ses clients existants. »

La FCEI n'est pas convaincue de la pertinence des mesures proposées eu égard aux objectifs de décarbonation.

D'abord, en ce qui concerne la substitution du GNT par le GSR, les ambitions du gouvernement du Québec à l'égard des distributeurs gaziers sont exprimées dans le *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur*. Le cadre réglementaire établi par la Régie est tel qu'Énergir va atteindre les objectifs de décarbonation fixés par celui-ci avec ou sans le PED.

Pour ce qui est de la biénergie, le PRRC permet déjà d'en favoriser l'adoption dans un cadre qui a fait l'objet d'un examen exhaustif par le passé.

¹⁹ B-0208, p. 31, réponses 4.4 et 4.5.

²⁰ B-0187, p. 1 et B-0175, p. 5 réponse 2.3.

²¹ B-0187, p. 38.

²² R-4008-2017, B-0926, p. 4.

Considérant l'absence de preuve quant à l'impact net du PED sur les ventes de GSR et la réduction des GES, les risques d'opportunisme significatifs ainsi que la présence du PRCC qui permet déjà de favoriser l'adoption de la biénergie, la FCEI recommande à la Régie de ne pas approuver le PED.

3.4 Transparence du prix du GSR

Les données au dossier démontrent une augmentation prévisible du prix de la fourniture de GSR au cours des prochaines années. À la question 4.25 de sa demande de renseignements, la FCEI demande à Énergir si elle prévoyait informer les clients s'engageant à consommer du GNR sur 5 ans de l'évolution prévisible du prix du GNR sur cet horizon.

Énergir répond qu'elle « planifie informer ses clients de la fluctuation possible du prix de la fourniture de GSR, au même titre qu'elle le fait pour le GNT. »

La FCEI soutient que, bien qu'elle soit imparfaite, la prévisibilité du prix du GSR est meilleure que celle relative au prix du GNT à cause de la nature à long terme de la plupart des contrats d'approvisionnement en GSR. Afin que les clients puissent prendre les décisions les plus éclairées possibles lorsqu'ils s'engagent à consommer du GSR, la FCEI recommande que l'information qui est transmise à la Régie lors des causes tarifaires ou au rapport annuel soit également communiquée aux clients préalablement à leur engagement dans le cadre du PED.

4. Sommaire des recommandations

Eu égard à la prévision du besoin de la journée de pointe, la FCEI recommande à la Régie de demander qu'Énergir présente le détail des calculs des ajustements appliqués à l'étape 4 de l'évaluation du besoin de capacité de la journée de pointe 2023-2024 pour les régressions basées sur les données de 2019-2020 et 2020-2021, puis de les réconcilier avec les ajustements pour la demande présentés à la ligne 3 du tableau 3 de l'annexe 4 de la preuve d'Énergir.

La FCEI recommande à la Régie de ne pas approuver le Programme d'aide à la décarbonation. Si elle devait toutefois l'approuver, la FCEI recommande d'en fonctionnaliser les coûts au service de fourniture et d'exiger qu'Énergir communique aux clients l'information connue sur l'évolution du prix du GSR.