
**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

CONDITIONS DE SERVICE – TARIF D5

Question 1

Références:

- (i) B-0138, p. 6
- (ii) Conditions de service et tarifs au 1^{er} décembre 2022, article 14.4.2.6
- (iii) Conditions de service et tarifs au 1^{er} décembre 2022, article 14.4.6 paragraphe 6
- (iv) Conditions de service et tarifs au 1^{er} décembre 2022, article 4.8
- (v) B-0139, réponse 3.1
- (vi) B-0139, réponse 3.3
- (vii) B-0139, réponse 3.5
- (viii) B-0054, p. 21
- (ix) B-0054, p. 21

Préambule :

(i)

**3 MODIFICATIONS EN LIEN AVEC LES CLIENTS AU TARIF D₅
QUI NE SONT PAS EN MESURE DE S'INTERROMPRE**

Comme expliqué à page 21 de la pièce Énergir-H, Document 3, Énergir propose d'appliquer un traitement particulier pour certains clients du tarif D₅. Le distributeur contactera les clients qu'il considère incapables de s'interrompre pour une année tarifaire donnée au plus tard le 30 septembre de l'année tarifaire précédente. Les modalités d'application de l'article 14.4.2.7 seront communiquées au client à cette occasion.

Énergir présente ci-après les modifications aux CST qu'elle propose afin de l'encadrer. Plus précisément, Énergir propose d'ajouter un article dans la section relative au tarif de distribution D₅.

« 14.4.2.7 Clients réputés incapables de s'interrompre.

Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients réputés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire.

Tout retrait de gaz naturel effectué lors des journées où le client aurait normalement été interrompu sera facturé au plus élevé du prix moyen du gaz d'appoint pour éviter une interruption ou du prix de la fourniture et du transport du distributeur. Les modalités prévues à l'article 14.4.6 ne s'appliquent pas aux clients visés par le présent article. »

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications aux CST proposées au présent document.

(ii)

« 14.4.2.6 Retraits interdits lors d'interruption

Tout retrait de gaz naturel effectué malgré la réception d'un avis d'interruption est assujéti à une pénalité de 5,00 \$/m³. Si le client a un contrat en service à débit stable, il paiera cette pénalité sur les volumes excédant le volume souscrit. Les volumes quotidiens de gaz naturel retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence », jusqu'à concurrence de 102 % de la livraison réelle de gaz d'appoint au cours de la journée d'interruption ne sont pas assujétiés à la pénalité de 5,00 \$/m³. Les modalités relatives au service de fourniture sont établies en fonction de l'article 11.2.3.3.1. »

(iii)

« 6. En cas de défaut par le client de respecter l'avis d'interruption émis par le distributeur, ce dernier pourra procéder à une interruption à l'adresse de service sans qu'il ne lui soit nécessaire d'en aviser plus amplement le client. »

(Nous soulignons)

(iv)

« 4.8 MODIFICATION DU CONTRAT

Le client est responsable de signaler au distributeur tout changement aux informations fournies depuis la demande de service de gaz naturel.

Par ailleurs, le client peut présenter une demande de modification de contrat. Lorsque cette demande est conforme aux Conditions de service et Tarif et s'il est rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter, le contrat peut être modifié ou remplacé par un nouveau contrat.

Lorsque les revenus additionnels générés par la modification du contrat ne permettent pas au distributeur de rentabiliser les investissements requis par la demande de modification, selon l'évaluation du coût des travaux requis, aux conditions approuvées par la Régie de l'énergie, le distributeur peut, lors de la modification du contrat ou lors de la conclusion du nouveau contrat, convenir avec le client d'une contribution financière à payer par le client. Lorsqu'une contribution financière est requise, elle est établie selon les modalités prévues à l'article 4.3.4.

Un contrat écrit ne peut être modifié verbalement.

Dans tous les cas prévus au présent article, la confirmation visée à l'article 4.6 n'est pas transmise au client. »

(Nous soulignons)

(v)

« En prévision pour l'année 2023-2024, 22 clients interruptibles représentant un volume de 83,7 Mm³ ont été inclus dans la demande du service continu. Le transfert de ce volume interruptible au continu a pour impact d'augmenter la demande continue en journée de pointe à 570 10³m³/jour. »

(vi)

« Selon Énergir, la solution proposée déroge de l'esprit du tarif interruptible car les clients incapables de s'interrompre ne seront pas interrompus lors des journées d'interruption. Le nombre de jours d'interruption pour ces clients sera donc nul.

Actuellement, l'ensemble des clients au tarif D5, lors des journées visées par un avis d'interruption où ils ne sont pas en mesure de s'interrompre, se voient facturer une pénalité pour retraits interdits fixée à 5 \$/m³ en vertu de l'article 14.4.2.6 des *Conditions de service et Tarif* (CST). Avec la solution proposée, les clients qu'Énergir aura inclus dans la prévision de la demande du service continu au terme des consultations lors de la révision budgétaire 0/12 seront plutôt facturés lors de ces journées au plus élevé du prix moyen du gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) et du prix de la fourniture et du transport du distributeur lors des journées où ils auraient normalement été interrompus. Selon les conditions de marché observées au cours des deux dernières années, le prix moyen du GAI peut quotidiennement varier entre 0,40 \$/m³ et 2,50 \$/m³. »

(vii)

« 3.5 Considérant que certains clients ne peuvent s'interrompent, veuillez justifier qu'ils demeurent tout de même au tarif de distribution D5.

Réponse :

Actuellement, aucune disposition aux CST ne permet de modifier le tarif d'un client adhérant au tarif D5 en se basant sur sa capacité à s'interrompre ou pas. Toutefois, afin de respecter l'esprit du tarif interruptible, une solution pérenne sera proposée dans le cadre d'une prochaine cause tarifaire. »

(viii)

« Cette solution a été jugée comme étant la plus prudente et équitable à court terme, mais Énergir reconnaît qu'elle déroge à l'esprit du tarif interruptible. À cet effet, Énergir a amorcé des discussions avec l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) et rencontrera prochainement les autres clients du service interruptible. » (Nous soulignons)

(ix)

« Étant donné que les nouvelles modalités pour les retraits interdits sont très dissuasives, Énergir estime que la majorité des consommations en retraits interdits lors de cette journée de pointe était issue de clients qui ne peuvent pas réellement s'interrompre et qui n'ont pas trouvé de gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) pour cette journée. »

Aux fins de cette ligne de questions, la FCEI soumet les solutions alternatives suivantes à la proposition d'Énergir.

Solution alternative A : Considérer la consommation des 22 clients mentionnés à la référence (v) comme continue pour les fins du plan d'approvisionnement. Ne pas ajouter l'article 14.4.2.7 aux CST. Maintenir les 22 clients au tarif D₅.

Solution alternative B : Modifier les CST afin de pouvoir forcer le passage des clients au tarif D₁.

Questions :

- 1.1 Considérant la fourchette de prix moyens du GAI présenté à la référence (vi), les taux actuels des services de fourniture et de transport et la corrélation vraisemblable entre le prix de la fourniture et le prix du GAI, veuillez confirmer que la probabilité que la somme des prix des services de fourniture et de transport d'Énergir excède le prix du GAI paraît très faible.
- 1.2 Dans l'énoncé « le prix moyen du GAI peut quotidiennement varier entre 0,40 \$/m³ et 2,50 \$/m³. », veuillez clarifier ce qu'Énergir entend par le prix moyen du GAI et, le cas échéant, indiquer en quoi cela diffère du prix du GAI. Veuillez confirmer qu'un seul prix du GAI est applicable à l'ensemble des volumes de GAI à l'intérieur d'une même journée.
- 1.3 Veuillez indiquer le prix moyen du GAI sur l'ensemble de l'hiver pour chacun des deux derniers hivers.
- 1.4 Veuillez confirmer que si les 22 clients devaient payer le prix du GAI à chaque journée d'interruption, la proposition d'Énergir serait équivalente à offrir à ces clients le tarif D₅ avec la garantie d'avoir accès à du GAI. Sinon, veuillez expliquer.
- 1.5 Considérant votre réponse à la question 3.3 (vi), veuillez confirmer que la solution proposée (i) aurait, selon toute vraisemblance, pour effet de réduire la facture des clients ne pouvant s'interrompre par rapport à l'application des CST actuelles avec la transmission d'avis d'interruption et la facturation des pénalités prévues à l'article 14.4.2.6(ii) si des retraits interdits sont effectués.
- 1.6 Veuillez indiquer le nombre de journées d'interruption ou Énergir n'a pas été en mesure de fournir du GAI en 2022-2023.

- 1.6.1 Veuillez confirmer que les 22 clients mentionnés en (v) ont reçu des avis d'interruption à chacune de ces journées. Si certains n'en ont pas reçu, veuillez expliquer pourquoi.
- 1.7 Veuillez indiquer le volume global de retraits interdits pour ces 22 clients pour l'année réelle 2022-2023.
- 1.8 Veuillez indiquer le montant global facturé à ces 22 clients au titre de la pénalité prévue à l'article 14.4.2.6 pour l'hiver 2022-2023.
- 1.9 Veuillez indiquer le montant global facturé à ces 22 clients eu égard au service de distribution pour l'année réelle 2021-2022. Veuillez indiquer quel aurait été ce montant si ces clients avaient été facturés au tarif D₁.
- 1.10 Veuillez indiquer le montant global facturé à ces 22 clients eu égard au service d'équilibrage pour l'année réelle 2021-2022. Veuillez indiquer quel aurait été ce montant si les clients n'avaient pas été considérés comme des clients interruptibles.
- 1.11 Veuillez indiquer les volumes de consommation prévus pour ces 22 clients pour 2023-2024.
- 1.12 Veuillez indiquer le nombre de journées d'interruption au cours des dix dernières années où Énergir n'a pas été en mesure de fournir du GAI.
- 1.13 Veuillez indiquer comment Énergir déterminera, en 2023-2024, les journées où les 22 clients « auraient normalement été interrompus » (vi).
- 1.14 Énergir mentionne qu'actuellement, aucune disposition aux CST ne permet de modifier le tarif d'un client adhérent au tarif D₅ en se basant sur sa capacité à s'interrompre ou pas (vii). Énergir mentionne également que la solution qu'elle propose est la plus prudente et équitable à court terme (viii). Veuillez expliquer pourquoi la modification qui est demandée par Énergir aux CST est préférable à la **solution alternative A**.
- 1.14.1 Veuillez présenter une comparaison des bénéfices et des inconvénients relatifs de ces deux options.
- 1.14.2 Veuillez expliquer en quoi la proposition d'Énergir est plus prudente et plus équitable que la **solution alternative A**.
- 1.15 Veuillez expliquer pourquoi la modification qui est demandée par Énergir aux CST est préférable à la **solution alternative B**.
- 1.15.1 Veuillez présenter une comparaison des bénéfices et des inconvénients relatifs de ces deux options.
- 1.15.2 Veuillez expliquer en quoi la proposition d'Énergir est plus prudente et plus équitable que la **solution alternative B**.

- 1.16 Relativement à une éventuelle solution permanente, veuillez indiquer si Énergir anticipe des changements aux installations et/ou aux pratiques des 22 clients qui feront en sorte qu'ils soient en mesure de s'interrompre dans le futur.
- 1.17 Veuillez expliquer les particularités de ces 22 clients qui les distinguent des clients du tarif D₁ et qui font en sorte que le passage au tarif D₁ (**solution alternative B**) ne constituerait pas une solution pérenne pour eux.
- 1.18 Veuillez indiquer si Énergir a validé sa supposition décrite à la référence (ix) auprès des 22 clients. Sinon pourquoi?
- 1.19 Veuillez indiquer combien de ces 22 clients ne disposent pas d'une source d'énergie alternative et utilisent l'énergie consommée sous le tarif D₅ pour un usage non interruptible.
- 1.20 Veuillez ventiler ces clients entre les secteurs industriel, commercial et institutionnel ainsi que les usages visés par cette consommation.
- 1.21 L'article 4.8 des CST prévoit que le client est responsable de signaler au distributeur tout changement aux informations fournies depuis la demande de service de gaz naturel (iv). Veuillez indiquer si la capacité des clients de s'interrompre est mentionnée aux contrats des 22 clients. Sinon, veuillez justifier que ces clients aient été admis au tarif D₅. Si oui, veuillez indiquer si ces clients ou certains de ceux-ci ont signalé à Énergir ne plus être en mesure de s'interrompre.
- 1.22 Veuillez indiquer à quel moment le paragraphe 6 de l'article 14.4.6 (iii) a été introduit dans les CST et quelle en était la justification. Veuillez produire la décision de la Régie par laquelle ce paragraphe a été approuvé.
- 1.23 Selon Énergir, la menace de voir son approvisionnement coupé n'est-elle pas une motivation suffisante pour convaincre un client de changer de tarif?
- 1.24 Dans l'éventualité où la Régie approuverait la proposition d'Énergir, veuillez indiquer comment Énergir traiterait une demande d'un client du tarif D₁ pour passer au tarif D₅. Veuillez indiquer quelles conditions seraient exigées pour que ce transfert soit accepté.
- 1.25 Si un tel client n'était pas en mesure d'interrompre sa consommation de gaz naturel parce qu'il ne dispose pas de source d'énergie alternative et ne peut interrompre ses activités, veuillez indiquer si cette incapacité à s'interrompre constituerait une condition suffisante pour refuser le passage au tarif D₅. Si oui, veuillez indiquer sur quel(s) article(s) des CST Énergir appuierait son refus.

TARIFS DE RÉCEPTION

Question 2

Références:

- (i) B-0135, pp. 16 et 17
- (ii) B-0135, p. 19
- (iii) R-4008-2017, B-0487, pp. 5 et 6
- (iv) B-0058, p. 5 tableau 2

Préambule :

(i)

« Les modifications proposées se veulent une étape intérimaire en attendant la révision complète de la méthodologie de récupération des coûts de catégorie C. Pour l'instant, Énergir ne remet pas en question la méthode complète d'allocation des coûts et d'établissement des taux du volet distribution puisque les données disponibles pour évaluer la justesse de la méthodologie d'établissement des taux du volet distribution demeurent limitées. »

(ii)

« Les prévisions quotidiennes d'injection étant peu précises dû à la variabilité des procédés de production de GSR, Énergir ne peut pas les utiliser et se base plutôt sur l'historique de production et les différentes informations obtenues directement des producteurs et via le système SCADA15 qui suit la production en temps réel. De plus, comme il s'agit de faibles volumes, le déséquilibre est pratiquement invisible pour l'équipe responsable des approvisionnements gaziers. En cours d'une journée gazière, l'ensemble des volumes sont équilibrés, incluant la variation entre les injections prévues et les injections réelles des producteurs de GSR. Depuis l'ajout de producteurs de GSR, les variations d'injection de ces producteurs ont toujours pu être gérées avec les outils existants à la disposition d'Énergir.

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

(Nous soulignons)

(iii)

« De plus, Énergir est d'avis que la modification des seuils est nécessaire afin de se conformer à la décision D-2013-195, selon laquelle l'utilisation des marges de tolérance qu'Énergir doit respecter auprès de TCPL constitue, en l'absence de données réelles, la meilleure option pour compenser les frais encourus en raison des écarts volumétriques. En prime, dans sa décision D-2020-039, la Régie a autorisé l'application des seuils de tolérance de l'Entente LBA pour l'activité de regazéification de l'usine LSR par le client GM GNL, les coûts générés par

l'activité de vaporisation étant jugés comparables à ceux d'un client injecteur assujéti au tarif DR.

Selon les projets connus d'Énergir, l'éventail de producteurs de GNR sur le territoire à moyen terme risque fortement d'être exclus des frais associés aux déséquilibres quotidiens, étant donné l'ordre de grandeur des volumes produits et injectés par ceux-ci.

[...]

La révision des seuils d'écart volumétriques quotidiens et cumulatifs entraînerait les modifications suivantes au texte des CST. Le seuil de 75 GJ (équivalent à 1 979 m³) devrait être remplacé par 2 111 GJ (équivalent à 55 713 m³) pour les déséquilibres quotidiens alors que le seuil de 150 GJ (équivalent à 3 958 m³) devrait être remplacé par 4 221 GJ (équivalent à 111 401 m³) pour l'écart cumulatif. »

(Nous soulignons)

Questions :

- 2.1 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer à quel moment Énergir anticipe disposer de suffisamment de données pour pouvoir procéder à une allocation des coûts à proprement parler et quelles sont les données manquantes à ce jour.
- 2.2 Relativement à la référence (ii), veuillez présenter et décrire les analyses effectuées par Énergir pour conclure que « tant que le volume de GSR produit par un producteur en franchise est inférieur à 10 000 GJ/jour, les outils actuels de flexibilité opérationnelle permettent de réduire les coûts et les risques associés aux déséquilibres quotidiens à près de zéro ».
- 2.3 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet qu'une variation de 10 000 GJ/jour correspond à 264 10³m³/j, soit environ 10% de l'évaluation du besoin de flexibilité d'Énergir (iv).
- 2.4 Énergir indique que « Depuis l'ajout de producteurs de GSR, les variations d'injection de ces producteurs ont toujours pu être gérées avec les outils existants à la disposition d'Énergir. » (ii) Veuillez indiquer si le niveau requis de ces outils, notamment les outils de flexibilité opérationnelle, a pu être influencé par les déséquilibres réels historiques.
- 2.5 Veuillez indiquer si Énergir a évalué la sensibilité des résultats présentés à la référence (iv) aux déséquilibres volumétriques des clients au service DR.
- 2.6 Veuillez indiquer comment Énergir intègre l'incertitude sur les livraisons des clients DR dans sa planification quotidienne des approvisionnements et comment cela affecte le niveau des nominations à la première fenêtre de la journée.
- 2.7 Veuillez refaire la référence (iv) en corrigeant les variations quotidiennes de retrait et d'injection par la valeur des déséquilibres volumétriques des clients DR.

- 2.8 Veuillez indiquer depuis quand Énergir n'utilise plus les prévisions quotidiennes d'injection des producteurs de GNR et « se base plutôt sur l'historique de production et les différentes informations obtenues directement des producteurs et via le système SCADA qui suit la production en temps réel » (ii) pour prédire leurs injections, planifier ses approvisionnements et effectuer ses nominations auprès de TCPL et autres. Veuillez présenter l'analyse de la performance prévisionnelle d'Énergir à cet égard.
- 2.9 Veuillez indiquer quels incitatifs auront les producteurs à signaler leurs variations de production à Énergir si aucune pénalité ne leur est applicable.
- 2.10 Combien de producteurs de GNR en franchise produisent plus de 10 000 GJ/jour actuellement? Combien Énergir en anticipe-t-elle dans cinq ans?
- 2.11 Combien de producteurs de GNR en franchise produisent plus de 5 000 GJ/jour actuellement? Combien Énergir en anticipe-t-elle dans cinq ans?
- 2.12 Combien de producteurs de GNR en franchise produisent plus de 2 000 GJ/jour actuellement? Combien Énergir en anticipe-t-elle dans cinq ans?

OMA POUR CLIENTS UTILISANT LE GAZ NATUREL COMME ÉNERGIE D'APPOINT

Question 3

Références:

- (i) B-0136, p. 3
- (ii) B-0136, p. 5
- (iii) B-0136, p. 6
- (iv) B-0136, p. 7
- (v) B-0136, p. 7
- (vi) B-0136, p. 7

Préambule :

(i)

« Au cours des deux dernières années, Énergir a reçu plusieurs demandes de la part de grands clients afin d'évaluer le coût associé à des profils de consommation non traditionnels. Ces clients envisagent avoir recours à un mix énergétique orienté davantage vers la consommation d'électricité qu'aujourd'hui.

Les clients étant multiples, les mix envisagés le sont tout autant. Tandis que certains semblent vouloir miser sur une consommation régulière exclusivement électrique, d'autres utiliseraient régulièrement à la fois l'électricité et le gaz naturel. Que le client envisage de conserver une consommation continue au gaz naturel ou bien de s'en servir seulement comme énergie d'appoint, tous les profils envisagés accorderaient une place moins importante qu'aujourd'hui, mais non nulle, au gaz naturel.

Énergir s'est donc questionnée quant à l'adéquation des *Conditions de service et Tarif* (CST) dans leur forme actuelle avec ces nouveaux profils de consommation potentiels. Le présent document décrit les réflexions et les mesures tarifaires proposées afin de se préparer à la desserte de ces nouveaux profils. Énergir vise à assurer que les mesures de décarbonation des grands clients n'impactent pas indûment le reste de la clientèle. »

(ii)

« Les deux sous-sections précédentes illustrent la dichotomie entre la structure de coûts et la structure des tarifs. Alors que la première est fonction de la capacité demandée par un client, l'autre repose sur le volume qu'il consomme.

L'écart important qui se créerait entre les revenus générés par de grands clients qui opérait pour le gaz comme énergie d'appoint et les coûts qu'ils occasionneraient pour les desservir serait récupéré via une augmentation des tarifs et pénaliserait donc le reste de la clientèle.

Énergir considère donc que la structure tarifaire actuelle n'est pas bien adaptée pour tarifier des clients ayant ce type de profil de consommation. Une mesure d'atténuation est donc nécessaire afin d'assurer le maintien de l'équité et de la stabilité tarifaire. De plus, il est primordial d'envoyer un signal de prix qui reflète les coûts des profils de consommation particuliers. »

(iii)

« Afin de cibler uniquement les grands clients, Énergir propose que les OMA s'appliquent aux clients au tarif de distribution général (D1) dont la demande de capacité de pointe potentielle est supérieure ou égale à 10 000 m³ et dont le CU potentiel est inférieur à 10 %. Une demande de capacité de pointe de 10 000 m³ est comparable au volume souscrit minimal pour adhérer au tarif D4. Énergir estime que ce seuil permet de cibler les clients de taille importante. Pour ce qui est du CU potentiel de 10 %, il s'agit d'un profil beaucoup plus axé sur une consommation de pointe qu'un client de type chauffage, qui a généralement un profil d'environ 20 % à 25 %. »

(iv)

« Afin d'appliquer cette logique, Énergir a utilisé la même base de données que celle utilisée pour générer les tarifs de la présente Cause tarifaire. Cette base de données contient notamment les pointes prévues et les revenus prévus pour les différents services pour l'année tarifaire à venir pour chacun des clients ayant un volume annuel projeté supérieur ou égal à 75 000 m³. »

(v)

« Pour chacun des services, Énergir a utilisé les couples de données (*pointe*_{client *i*}; *revenus*_{client *i*}) pour chacun des *clients i*. En utilisant la pointe comme variable indépendante et les revenus comme variable dépendante, Énergir a procédé à une régression linéaire.

Pour l'OMA en distribution, on obtient un taux de 723,598 ¢/m³ alors qu'en approvisionnement, le taux obtenu est de 1 197,896 ¢/m³. Ainsi, si un client était assujéti aux OMA au cours de l'année tarifaire 2023-2024, le montant de ses OMA serait déterminé ainsi : »

(vi)

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

Questions :

- 3.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer combien de grands clients ont formulé des demandes visant des profils d'approvisionnement non traditionnels et combien parmi ceux-ci présentent une capacité de pointe de plus de 10 000 m³.
- 3.2 Veuillez indiquer les revenus de distribution totaux tirés de ces clients en 2021-2022.
- 3.3 Veuillez indiquer si Énergir a des raisons de croire que l'utilisation du gaz naturel comme énergie d'appoint par certains de ces clients serait coïncidente avec la journée de pointe d'Énergir. Si oui, veuillez expliquer pourquoi. Notamment, veuillez indiquer si Énergir estime que ces clients effaceraient leur consommation en pointe pour participer à des programmes de gestion de la demande en puissance d'Hydro-Québec.
- 3.4 Eu égard à la base de donnée mentionnée à la référence (iv), veuillez indiquer combien de clients du tarif D₁ présentent une capacité de pointe de plus de 10 000 m³ et, de ceux-ci, combien présentent un CU prévisionnel inférieur à 10%.
- 3.5 Pour chacun de ces derniers, veuillez :
 - 3.5.1 indiquer le CU;
 - 3.5.2 indiquer si leur profil découle d'une modification récente de leur consommation;
 - 3.5.3 présenter l'impact tarifaire en dollar et en pourcentage de votre proposition pour le service de distribution, soit l'écart entre le revenu découlant de l'application usuelle des grilles tarifaires et le montant de l'OMA;
 - 3.5.4 présenter l'impact tarifaire en dollar et en pourcentage de votre proposition pour le service d'équilibrage, soit l'écart entre le revenu découlant de l'application usuelle des grilles tarifaires et le montant de l'OMA;
 - 3.5.5 présenter l'impact tarifaire global en dollar et en pourcentage pour le client relatif à l'augmentation de sa consommation hors pointe de manière à ne pas

être assujetti à l'OMA. Veuillez indiquer de combien serait cette hausse de consommation et supposer qu'elle est optimisée de manière à minimiser l'impact sur la facture globale. Si possible, veuillez indiquer quel usage électrique serait remplacé par cette consommation;

- 3.5.6 présenter l'impact tarifaire en dollar et en pourcentage d'un ajustement tarifaire où la totalité de la hausse tarifaire applicable à ce segment de clientèle serait affectée à la portion fixe du tarif de distribution;
- 3.5.7 indiquer le revenu prévu au titre de l'OMA, soit l'écart entre le revenu découlant de l'application usuelle des grilles tarifaires.
- 3.6 Dans la base de données évoquée à la référence (iv), veuillez indiquer combien de clients du tarif D₁ présentent une capacité de pointe de moins de 10 000 m³ et, de ceux-ci, combien présentent un CU prévisionnel inférieur à 10%.
- 3.7 Relativement à la référence (v), veuillez indiquer si la variable « revenu » correspond à un revenu absolu, à un revenu par m³, ou à un revenu par m³ de pointe.
- 3.8 S'il s'agit d'un revenu absolu, veuillez justifier de postuler une relation linéaire entre le besoin de pointe et le revenu étant donné la nature décroissante des taux marginaux du tarif D₁.
- 3.9 Pour chacun des services, veuillez présenter les résultats détaillés de la régression ainsi qu'un graphique présentant le nuage de points des observations de la régression et la droite de régression.
- 3.10 Veuillez indiquer le CU moyen des clients utilisés pour les fins de la régression.
- 3.11 Relativement à la référence (vi), veuillez indiquer si Énergir a évalué le risque de surestimation du coût de la méthodologie employée. Si oui, comment?
- 3.12 Veuillez indiquer sur quelles bases Énergir conclut qu'une marge de 25% est adéquate pour couvrir le risque de surestimation du coût de la méthodologie employée.
- 3.13 Veuillez indiquer les revenus totaux prévus au titre des OMA pour 2023-2024 et où ils se retrouvent dans les pièces du dossier permettant d'établir l'ajustement tarifaire.

PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION (PED)

Question 4

Références:

- (i) B-0079, p. 14
- (ii) B-0079, p. 5
- (iii) D-2017-094
- (iv) B-0079, pp. 14 et 15
- (v) B-0079, p. 6, figure 1
- (vi) B-0079, p. 7, figure 2
- (vii) B-0079, p. 14
- (viii) B-0079, p. 6, tableau 1
- (ix) B-0079, p. 8
- (x) B-0079, p. 13
- (xi) B-0079, p. 13
- (xii) D-097-25

Préambule :

(i)

« À l'instar de ses autres programmes commerciaux, Énergir propose de traiter les aides financières du Programme comme un actif réglementaire et de l'amortir sur 10 ans. Cette période est la norme pour la majorité des aides financières du PRC et du PRRC et pour les aides financières en efficacité énergétique. »

(ii)

« 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. »

(Nous soulignons)

(iii)

« [71] À l'instar des participants au présent dossier, la Régie est d'avis que la capitalisation des aides financières à titre d'actifs réglementaires permettra de soutenir la croissance anticipée des efforts requis en efficacité énergétique. Il s'agit d'un traitement comptable réglementaire cohérent avec les autres programmes générant des avantages économiques à long terme pour la clientèle.

(iv)

« Comme précisé précédemment, le Programme vise à encourager la clientèle existante à réduire ses émissions de GES par l'adhésion à un tarif biénergie ou par la substitution de GNT par du GSR. La réduction des GES est un bénéfice non énergétique (BNÉ) important du Programme, mais 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. Le Programme compte toutefois une condition visant à assurer que l'aide versée n'excède pas les revenus de distribution attendus sur la période de 5 ans. Une condition similaire existe pour le PRRC.

Le Programme générera tout de même des bénéfices tangibles pour les clients d'Énergir, notamment par l'élimination des coûts de conformité au SPEDE pour les volumes de GNT substitués par la biénergie et le GSR. Selon les circonstances, le Programme pourrait également réduire la *contribution au verdissement du réseau gazier* en encourageant la consommation de GSR, réduisant ainsi le potentiel de GSR à socialiser.

Énergir n'a pas quantifié ces bénéfices puisqu'ils ne concernent pas le service de distribution par lequel le Programme est financé. »

(Nous soulignons)

(vii)

« La période d'amortissement d'un actif réglementaire devrait généralement s'arrimer aux bénéfices attendus. Dans le cas du Programme, la période d'engagement minimum est de cinq ans, tout comme le calcul de l'aide financière. Énergir soumet qu'afin de simplifier le traitement et pour minimiser l'impact tarifaire du Programme, l'ensemble des aides financières versées devrait être amorti sur 10 ans. »

(ix)

« À l'instar d'autres mesures visant la décarbonation, l'aide financière versée au bénéficiaire par le biais de ce Programme sera établie en fonction des tonnes de GES évitées. À la suite d'une analyse des autres pratiques sur le marché, le prix de la tonne de GES évité de ce Programme sera de 200 \$, soit de 20 \$ à 40 \$ la tonne de GES économisé sur la durée considérée des économies. »

(x)

« Pour l'année 2023-2024, Énergir prévoit déboursier 4,5 M\$ en aide financière liée au Programme. Le budget est établi sur la base d'une projection de 1 770 bénéficiaires et d'une quantité de 22 634 tonnes de GES évités. Le budget tient également compte du fait que le Programme sera lancé au début de l'année 2024 et qu'il ne couvrira que 9 des 12 mois de l'année témoin projetée. À terme, Énergir anticipe que le budget annuel du Programme pourrait atteindre 6 M\$ à 8 M\$.

Tableau 6
Mesures du programme pour 2023-2040 (9 mois)

Participants (nombre)	GES évités (tonnes)	GSR engagé (m ³)	Coûts (\$)
1 770	22 634	5 115 000	4 527 000

»

(xi)

« L'impact budgétaire du Programme est compensé par une réduction des aides offertes par le biais du PRC ou du PRRC, notamment en lien avec l'objectif d'Énergir de cesser la commercialisation active du GNT. »

(xii)

« Modification proposée au programme PRC et PRRC

La Régie partage les objectifs de la requérante d'assurer un meilleur appariement des revenus aux dépenses et de minimiser l'impact sur les tarifs que peuvent avoir les coûts des programmes commerciaux.

Néanmoins, la Régie constate que la modification proposée a pour effet d'augmenter le taux de rendement interne, puisque le solde non amorti après cinq ans porte rémunération.

De plus, s'il est vrai que d'amortir les coûts de ces programmes correspondant à la vie des équipements semble un appariement justifié, encore faut-il que les clients bénéficiant de ces programmes utilisent le gaz naturel pour la même période pour qu'il y ait un véritable appariement des revenus aux dépenses.

Or, bien que la preuve ait démontré que plus de 87 % des clients qui ont bénéficié de ces programmes entre 1988 et 1991 utilisent le gaz naturel pour plus de cinq ans, il n'est pas garanti que ce même pourcentage sera maintenu ou amélioré.

En effet, s'il est plausible de croire que les clients qui ont modifié leurs équipements pour utiliser uniquement le gaz naturel, qu'il est fort probable que le gaz naturel sera utilisé sur la période de vie de l'équipement, il en est autrement des clients qui ont l'alternative d'utiliser d'autres formes d'énergie, car au-delà de la période de cinq ans, il n'y a aucune garantie de renouvellement des contrats.

En conséquence, la Régie est d'avis que la période d'amortissement des coûts des programmes doit être maintenue à cinq ans pour ceux dont les équipements leur permettent d'utiliser une autre forme d'énergie.

Pour les clients visés qui ne possèdent pas d'équipement pouvant utiliser d'autres formes d'énergie, il est justifié d'amortir ces coûts sur une période de dix ans puisqu'il est fort probable qu'ils utiliseront le gaz naturel durant la vie utile de leurs équipements. »

(Nous soulignons)

Questions :

- 4.1 Relativement à la référence (i), la FCEI note que les références données par Énergir réfèrent à la période d'amortissement de 10 ans des PRC, PRRC, mais pas à leur qualification comme actif réglementaire. Veuillez identifier les principes et précédents réglementaires sur lesquels la Régie s'est appuyée pour qualifier le PRC et le PRRC d'actifs réglementaires et indiquer comment le PED remplit ces mêmes conditions.
- 4.2 Veuillez identifier les principes et précédents réglementaires sur lesquels la Régie s'est appuyée pour établir que les coûts du PRC et du PRRC étaient capitalisables et indiquer comment le PED remplit ces conditions.
- 4.3 Veuillez indiquer si, à l'instar des mesures d'efficacité énergétique (iii), le PED engendre des bénéfices à long terme. Le cas échéant, veuillez identifier ces bénéfices et expliquer comment ils justifient la capitalisation des coûts du PED.
- 4.4 Veuillez indiquer si Énergir anticipe que le PED aura pour effet de générer des ventes volontaires de GSR supérieures à l'obligation réglementaire et donc d'augmenter les volumes de GSR livrés par Énergir. Le cas échéant, veuillez indiquer à quel moment il est anticipé que ce seuil soit dépassé et présenter les prévisions de ventes annuelles de GSR totales (PED et hors PED) d'ici là.
- 4.5 Veuillez identifier l'impact du PED sur les émissions annuelles de GES associées aux volumes distribués par Énergir sur l'horizon du plan considérant l'obligation de livraison de GSR à laquelle elle est soumise.
- 4.6 Veuillez indiquer s'il serait approprié de considérer comme un bénéfice du PED les mêmes réductions de GES qui ont déjà été considérées comme un bénéfice de l'offre biénergie dans le cadre du dossier R-4169-2021. Si oui, pourquoi?
- 4.7 Énergir indique que l'objectif du PED est 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. » (ii) Veuillez clarifier si l'objectif ultime du PED est de favoriser l'adoption de mesures ou de favoriser la réduction de GES.
- 4.8 Considérant que les bénéfices du programme ne concernent pas le service de distribution (iv), veuillez expliquer pourquoi Énergir estime qu'il est justifié de fonctionnaliser les coûts du PED à ce service. Veuillez identifier les principes et précédents réglementaires qui justifient ce choix.
- 4.9 Veuillez expliquer selon quelle logique les revenus de distribution constituent un seuil raisonnable à l'aide financière.

- 4.10 Veuillez indiquer comment la fonctionnalisation des coûts du PED en distribution est compatible avec le principe de causalité central à l'exercice de fonctionnalisation/allocation des coûts.
- 4.11 Veuillez indiquer comment Énergir prévoit refléter la dépense d'amortissement du PED sur les tarifs de distribution et comment cette approche permet de respecter la causalité volumétrique de ce coût.
- 4.12 Veuillez indiquer quels sont les avantages de remplacer la socialisation des coûts de l'obligation de livraison de GSR via le tarif de verdissement, lequel respecte l'équité intergénérationnelle, par une autre méthode de socialisation qui repousse le problème à plus tard et en créant ainsi une iniquité intergénérationnelle.
- 4.13 Veuillez indiquer quels sont les avantages de remplacer la socialisation des coûts de l'obligation de livraison de GSR via le tarif de verdissement, lequel respecte la causalité liée aux volumes dans la récupération des coûts, par une autre méthode de socialisation qui récupère ces coûts à même le tarif de distribution, lequel se prête mal à une récupération des coûts uniforme dans les volumes.
- 4.14 Veuillez indiquer si le revenu requis de distribution présenté au présent dossier reflète l'amortissement des coûts du PED pour 2023-2024. Le cas échéant, veuillez indiquer où ce coût peut être observé. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.
- 4.15 Veuillez indiquer quel serait le coût du capital applicable à l'actif réglementaire lié au PED ainsi que celui qui est présentement applicable à l'inventaire de GSR.
- 4.16 Relativement à la figure 1 (v), veuillez confirmer que les scénarios « Après aides 80% » et « Après aides + PED » supposent l'utilisation de gaz de source fossile (GSF).
- 4.17 Veuillez indiquer pourquoi il est justifié de subventionner une solution énergétique qui présente au départ une PRI d'environ 1 an après la prise en compte de l'aide financière de 80%.
- 4.18 Si Énergir considère que le PED favorise l'adoption de la biénergie, veuillez quantifier son impact sur le taux d'adoption en spécifiant le taux d'adoption sans PED et le taux d'adoption avec PED.
- 4.19 Veuillez fournir les données et calculs qui sous-tendent les figures 1 (v) et 2 (vi).
- 4.20 Veuillez confirmer qu'Énergir ne considère pas que le PED produit des bénéfices sur une période de 10 ans (vii).
- 4.21 Veuillez confirmer qu'Énergir considère que la réduction de l'impact tarifaire est une justification suffisante pour étaler l'amortissement des coûts du PED sur 10 ans. Le cas échéant, veuillez élaborer sur la cohérence de cette position avec la décision D-97-25 (xii).

- 4.22 Veuillez indiquer quel est l'impact tarifaire prévu de tarif de verdissement en 2023-2024 et 2024-2025.
- 4.23 Veuillez indiquer quel est l'impact tarifaire prévu du PED en 2023-2024 et 2024-2025 sur la base d'un amortissement de 10 ans.
- 4.24 Veuillez indiquer quel est l'impact tarifaire prévu du PED en 2023-2024 et 2024-2025 sur la base d'un amortissement de 5 ans.
- 4.25 Les données au dossier démontrent une augmentation prévisible du prix de la fourniture de GSR au cours des prochaines années. Veuillez indiquer si Énergir prévoit informer les clients s'engageant à consommer du GNR sur 5 ans (engagement qui pourrait s'accompagner d'un investissement de la part du client) de l'évolution prévisible du prix du GNR sur cet horizon. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.
- 4.26 Relativement au tableau 1 (viii), veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que le client qui choisirait la biénergie-GSR en présence du programme ferait face à un coût total (investissement et coût annuel) inférieur au client qui choisirait la biénergie-GSF en l'absence du programme puisque l'aide financière du PED (751\$) excède le surcoût du GSR sur 5 ans (700\$).
- 4.27 Relativement à la référence (ix), veuillez confirmer que 200\$/tonne annuelle pendant 5 ans équivaut à 40\$/tonne sur la durée considérée des économies. Veuillez expliquer comment la borne inférieure de 20\$ la tonne est obtenue.
- 4.28 Relativement à la référence (ix), veuillez indiquer si Énergir demande que le prix de la tonne de GES évitée dans le cadre du PED soit ajusté automatiquement en fonction de l'évolution du prix de la tonne sur le marché ou si cette somme est fixe dans le temps.
- 4.29 Relativement à la référence (x), veuillez indiquer quelle proportion des volumes prévus au tableau 6 proviendra des clients volontaires actuels et quelle proportion proviendra de clients qui ne consomment pour l'instant pas de GSR de manière volontaire.
- 4.30 Considérant la possibilité de se désister de son engagement, veuillez indiquer quel inconvénient pourrait subir un client volontaire actuel à adhérer au PED.
- 4.31 Veuillez indiquer quel sera l'impact du PED sur les revenus totaux provenant de la vente de GSR à des acheteurs volontaires en GSR en 2023-2024 et comment se compare cet impact au coût du programme. Le cas échéant, veuillez indiquer comment ces résultats ont été obtenus.

- 4.32 Pour le volet du programme portant sur la conversion du GSF au GSR, veuillez justifier d'offrir une aide financière basée sur une projection de la consommation sur 5 ans plutôt que d'offrir un rabais tarifaire sur le prix du GSR, considérant que l'aide financière est remboursable au prorata en cas de désistement.
- 4.33 Relativement à la référence (xi), veuillez confirmer que la réduction des aides financières dans le cadre des PRC et PRRC est indépendante de la décision de la Régie eu égard au PED.