

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 4 DE LA FCEI**

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE
MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C., À
COMPTE 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 assujéti 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 adhérent 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.

Réponse :

Énergir ne peut confirmer une corrélation directe entre le prix de la fourniture et le prix de GAI, puisque l'un est établi à Dawn (prix de fourniture) et l'autre en franchise (GAI), et sont affectés par des facteurs de marchés indépendants l'un de l'autre, en journée froide.

Cependant, le tarif du service de transport additionné au tarif de la fourniture d'Énergir est vraisemblablement inférieur au prix du GAI dans le contexte de marché actuel.

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.

Réponse :

Le prix moyen quotidien du GAI correspond à la moyenne des prix des transactions de GAI conclues par Énergir, pour ses clients, pour une journée donnée.

Le prix de GAI donné, au cours d'une même journée, peut varier en fonction de l'offre et de la demande à cet instant-là. Il n'est donc pas vrai de dire qu'un seul prix du GAI est applicable 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.

Réponse :

Énergir, étant le fournisseur de dernier recours pour du GAI pour les clients, n'est pas en mesure de divulguer le prix moyen du GAI par hiver, car elle ne possède pas d'information sur les contrats de GAI conclus entre les clients et les autres fournisseurs.

- 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.

Réponse :

Au niveau des approvisionnements gaziers, ces clients sont traités comme des clients du service continu. Les clients ne seront pas interrompus et aucun GAI ne sera acheté pour ces clients en journée d'interruption.

Au niveau tarifaire, les clients sont au tarif D5 et doivent payer le plus élevé du prix du GAI ou de la combinaison du prix de fourniture et de transport du distributeur lors des journées d'interruption. Ainsi, cela devrait se rapprocher du coût d'un client qui se procure du GAI à chaque interruption.

- 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.

Réponse :

Énergir soumet qu'il s'agit d'une possibilité et souligne qu'elle repose sur l'hypothèse que les clients consommeraient le même volume de gaz dans les deux scénarios.

- 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.

Réponse :

Énergir est un fournisseur de dernier recours pour du GAI pour les clients. Les clients demandent à Énergir de trouver du GAI avec un prix maximum, et ils peuvent ajuster le prix maximum en cours de journée. Cependant, Énergir ne tient pas de statistique en lien

avec la complétion d'ententes relatives aux demandes des clients. Énergir peut cependant confirmer qu'il a été constaté, lors d'une journée froide en 2022-2023, qu'aucun GAI n'a pu être acheté pour certains clients en fonction des critères reçus des clients, et qu'à sa connaissance, aucun des fournisseurs avec qui Énergir a communiqué n'était en mesure de fournir du GAI à partir de la fin de l'avant-midi de cette même journée.

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.

Réponse :

Énergir le confirme.

1.7 Veuillez indiquer le volume global de retraits interdits pour ces 22 clients pour l'année réelle 2022-2023.

Réponse :

L'information relative aux retraits interdits sera disponible au Rapport annuel 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.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 1.2.5 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce B-0173, Énergir-T, Document 3. L'information demandée sera déposée dans le cadre du Rapport annuel 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.

Réponse :

Énergir a effectué l'analyse demandée sur 21 des 22 clients, car l'un d'entre eux a migré au cours de l'année tarifaire 2021-2022. De plus, parmi ces 22 clients, certains sont en combinaison tarifaire. Pour l'analyse demandée, Énergir n'a considéré que les volumes et les revenus émanant de leur portion au tarif D₅.

Le montant global facturé à ces 21 clients au service de distribution s'est élevé à 2 493 841 \$ pour l'année 2021-2022. En utilisant les volumes réels consommés au tarif D₅

au cours de l'année tarifaire 2021-2022 et en utilisant les taux en vigueur au tarif D₁ au cours de l'année tarifaire 2021-2022, ce montant s'élève plutôt à 4 876 224 \$.

- 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.

Réponse :

Énergir a effectué l'analyse demandée sur 21 des 22 clients, car l'un d'entre eux a migré au cours de l'année tarifaire 2021-2022. De plus, parmi ces 22 clients, certains sont en combinaison tarifaire. Pour l'analyse demandée, Énergir n'a considéré que les volumes et les revenus émanant de leur portion au tarif D₅.

Le montant global facturé à ces 21 clients au service d'équilibrage s'est élevé à 499 206 \$ pour l'année 2021-2022. En utilisant les volumes réels consommés au tarif D₅ au cours de l'année tarifaire 2021-2022 et en n'ajustant pas leurs paramètres A, H et P comme prévu à l'article 13.1.3.2 des CST, ce montant s'élève plutôt à 1 462 784 \$.

- 1.11 Veuillez indiquer les volumes de consommation prévus pour ces 22 clients pour 2023-2024.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignement n° 3 de la Régie, à la pièce B-0139, Énergir-T, Document 1.

- 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.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.6.

- 1.13 Veuillez indiquer comment Énergir déterminera, en 2023-2024, les journées où les 22 clients « auraient normalement été interrompus » (vi).

Réponse :

Énergir ne considérera que les clients qui « auraient normalement été interrompus » lors des journées où le palier-volet auquel ils sont assujettis aura été interrompu.

- 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**.

Réponse :

Énergir soumet que sa proposition est à la fois plus équitable et plus prudente que la solution alternative A proposée par la FCEI. En effet, sa solution permettra de générer des revenus, afin de couvrir les coûts des outils exceptionnellement prévus pour desservir ces 22 clients. En effet, tout volume de gaz consommé lors des journées d'interruption par ces clients rapportera un revenu à Énergir.

Dans le cas où Énergir laissait les CST inchangées, il se pourrait que les clients ne consomment aucun volume en retraits interdits au cours de l'hiver et qu'Énergir ne récupère aucun revenu de leur part pour couvrir les outils prévus pour eux.

Énergir réitère également que sa proposition n'est qu'une solution temporaire, applicable en attendant qu'elle réfléchisse à la meilleure solution pérenne possible.

- 1.14.1 Veuillez présenter une comparaison des bénéfices et des inconvénients relatifs de ces deux options.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.14.

- 1.14.2 Veuillez expliquer en quoi la proposition d'Énergir est plus prudente et plus équitable que la **solution alternative A**.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.14.

- 1.15 Veuillez expliquer pourquoi la modification qui est demandée par Énergir aux CST est préférable à la **solution alternative B**.

Réponse :

Énergir soumet que sa proposition est temporaire et lui permettra de réfléchir à la meilleure solution pérenne possible et à la façon de l'opérationnaliser. Énergir soumet également que la solution alternative B présentée par la FCEI, bien qu'elle puisse sembler simple et logique, serait difficile à appliquer dans l'immédiat.

En effet, bien qu'Énergir ne soit pas fermée à une éventuelle solution pérenne qui forcerait le passage des clients au tarif D₅ qui ne sont pas en mesure de respecter les avis d'interruption vers un autre tarif, elle soumet que cette avenue soulève plusieurs enjeux et questions qui méritent d'être réfléchies plus longuement. Par exemple :

- Énergir devrait-elle permettre à ces clients de migrer au tarif stable?
- Quelles seraient les règles à mettre en place pour justifier l'expulsion du tarif interruptible?
- Comment seraient traités les clients en combinaison tarifaire?
- Depuis un peu plus d'un an, certains clients actuellement sous contrat au service interruptible ont demandé de migrer au service continu avant leur date d'échéance contractuelle, demande qu'Énergir a refusée. Comment assurer l'équité envers ces clients, si certains autres étaient migrés de force au service continu?

1.15.1 Veuillez présenter une comparaison des bénéfices et des inconvénients relatifs de ces deux options.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.15.

1.15.2 Veuillez expliquer en quoi la proposition d'Énergir est plus prudente et plus équitable que la **solution alternative B**.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.15.

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.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 1.2 de la demande de renseignement n° 1 de l'ACIG, à la pièce B-0173, Énergir-T, Document 3.

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.

Réponse :

Selon l'article 14.1.1 des CST, les clients ont droit au tarif le plus avantageux pour eux et c'est sur cette base qu'ils choisissent vraisemblablement le tarif qui leur convient. Ainsi, Énergir considère que c'est principalement sur cette base qu'ils choisissent de ne pas utiliser le tarif D₁. Énergir considère toutefois que, si ces clients n'avaient plus accès au tarif D₅, ils choisiraient probablement le tarif D₃ ou D₄, ou augmenteraient leurs volumes souscrits.

- 1.18 Veuillez indiquer si Énergir a validé sa supposition décrite à la référence (ix) auprès des 22 clients. Sinon pourquoi?

Réponse :

Les rencontres avec ces 22 clients seront organisées prochainement. Compte tenu du court laps de temps entre le moment du constat de la situation et le moment de la soumission de la proposition de la solution par Énergir, il n'était pas possible de les rencontrer au préalable.

- 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.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 1.2 de la demande de renseignement n° 1 de l'ACIG, à la pièce B-0173, Énergir-T, Document 3.

- 1.20 Veuillez ventiler ces clients entre les secteurs industriel, commercial et institutionnel ainsi que les usages visés par cette consommation.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 1.2 de la demande de renseignement n° 1 de l'ACIG, à la pièce B-0173, Énergir-T, Document 3.

- 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.

Réponse :

La capacité de s'interrompre n'est pas mentionnée aux contrats. Les clients ont été admis au tarif D₅, car ils répondaient aux critères énoncés à cette fin dans les CST.

- 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.

Réponse :

Veuillez vous référer à la page 8 de la pièce B-0036, Gaz Métro-3, Document 1 de la Cause tarifaire 2013 (R-3809-2012). C'est dans le cadre de la décision D-2012-158 (section 5, pages 22 et suivantes) que la Régie approuvait cette modification aux CST.

- 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?

Réponse :

Énergir ne peut répondre à cette question pour ses clients.

Toutefois, Énergir soumet que bien qu'elle ne remette pas en question sa nécessité et sa pertinence, le paragraphe 6 de l'article 14.4.6 des CST peut s'avérer être difficilement applicable en pratique. En effet, il peut être très difficile de prévoir qu'un client consommera ou non à l'avance lors ou au cours d'une journée où il est visé par un avis d'interruption. De plus, procéder à une interruption physique requiert des ressources de terrain importantes.

Énergir soumet de surcroît que dans le cas d'un client en combinaison tarifaire, l'application est encore plus compliquée, car il n'y a qu'une seule entrée de gaz, malgré le fait que le client soit à deux tarifs différents et que le client peut consommer jusqu'à l'atteinte de son volume souscrit au tarif stable.

- 1.24 Dans l'éventualité où la Régie approuverait la proposition d'Énergir, veuillez indiquer comment Énergir traiterai 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.

Réponse :

Si un client voulait migrer au tarif D₅ d'ici le développement d'une solution pérenne, Énergir lui demanderait de démontrer sa capacité réelle à s'interrompre, à défaut de quoi il serait assujéti à l'article 14.4.2.7 des CST proposé au présent dossier, comme pour tout autre client au tarif D₅ réputé incapable de s'interrompre.

- 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.

Réponse :

Avec les CST en vigueur, Énergir ne pourrait pas refuser la demande d'un client de migrer au tarif D₅ sur la base du fait qu'il n'aurait pas démontré qu'il dispose d'une source d'énergie alternative ou qu'il peut interrompre ses activités. Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.24.

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'écarts 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.

Réponse :

Énergir n'anticipe pas procéder à une analyse plus poussée pour le moment sur la question de la gestion des déséquilibres volumétriques.

- 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 ».

Réponse :

Énergir produit annuellement une pièce relative au remplacement des capacités d'entreposage à Dawn pour les besoins de flexibilité opérationnelle, déposée dans la cause tarifaire actuelle sous la cote B-0058 (Énergir-H, Document 5). Le tableau 2 de cette pièce indique les maximums de retrait et d'injection observés. Ceux-ci sont demeurés dans le même ordre de grandeur depuis l'ajout des projets de GSR en franchise.

De plus, au niveau des déséquilibres avec le transporteur (TCPL), ceux-ci sont demeurés à l'intérieur des niveaux prescrits par le transporteur.

En ce qui a trait au maximum, il s'agit d'une estimation à haut niveau. À 10 000 GJ/jour, la production représente environ 1,5 % de la consommation moyenne. À titre comparatif, le seuil de déséquilibre accepté par le transporteur est de 2 %. De façon statistique, la

fluctuation nette qui affectera les mouvements en cours de journée sera répartie entre l'ensemble des producteurs, ce qui fait que le déséquilibre global des producteurs par rapport à la prévision sera limité à une fraction de la production totale.

- 2.3 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet qu'une variation de 10 000 GJ/jour correspond à $264 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$, soit environ 10% de l'évaluation du besoin de flexibilité d'Énergir (iv).

Réponse :

De façon cumulée, les capacités de retrait et d'injection permettent une flexibilité opérationnelle de $5\,141 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$. Une variation nette de $264 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{j}$ de l'ensemble des producteurs correspondrait à environ 5 %.

Aussi, pour qu'une variation impacte les besoins établis de flexibilité opérationnelle, celle-ci doit se produire la même journée et dans le même sens (retrait ou injection) que lors de la journée pendant laquelle les besoins de flexibilité opérationnelle pour la clientèle est au maximum (retrait ou injection).

- 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.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 2.2

- 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.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 2.2

- 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.

Réponse :

Le niveau des nominations à la première fenêtre de la journée comporte toujours une marge d'incertitude (température, variation de la demande, etc.). Pour le moment, aucun ajustement n'est effectué spécifiquement pour les clients DR.

- 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.

Réponse :

Dans la planification quotidienne des approvisionnements, les clients DR ne sont pas traités de façon spécifique. Ainsi, il est impossible de procéder à un tel ajustement.

- 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.

Réponse :

Énergir n'a jamais traité de façon spécifique les injections des clients DR.

En début de journée gazière, Énergir s'attend à ce que la demande varie entre sa prévision initiale et la demande réelle pour la journée. La planification quotidienne implique donc de prévoir les outils afin de pouvoir absorber cette variation. Il n'y a pas eu d'impact sur la planification quotidienne depuis l'ajout des clients DR, peu importe leur niveau d'injection.

- 2.9 Veuillez indiquer quels incitatifs auront les producteurs à signaler leurs variations de production à Énergir si aucune pénalité ne leur est applicable.

Réponse :

Dans l'optique où les volumes totaux de GSR actuellement produits en franchise sont relativement faibles et tant que le volume produit par un producteur en franchise est inférieur à 10 000 GJ/jour, les outils actuels de flexibilité opérationnelle permettent de réduire les coûts et les risques associés aux déséquilibres quotidiens à près de zéro. Dans ce cas, Énergir ne voit pas d'enjeu du fait que les producteurs ne signalent pas leurs variations de production.

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?

Réponse :

Actuellement, aucun producteur en franchise ne produit plus de 10 000 Gj/jour. Les volumes de GSR produits en franchise se situent entre 200 et 900 Gj/jour, donc bien inférieurs au seuil de 10 000 Gj/jour.

Également, Énergir n'a pas tenu de discussions commerciales à ce jour auprès de producteurs en franchise souhaitant produire plus de 10 000 Gj/jour. À titre d'exemple, les volumes des projets en évaluation à ce jour se situent autour de 2,5 Mm³/an, soit 260 Gj/jour. Le projet le plus important signé en franchise prévu en 2025 est inférieur à 10 000 Gj/jour.

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?

Réponse :

Actuellement, aucun producteur en franchise ne produit plus de 5 000 Gj/jour. Les volumes de GSR produits en franchise se situent entre 200 et 900 Gj/jour, donc bien inférieurs à 5 000 Gj/jour.

D'ici les cinq prochaines années, un seul producteur en franchise prévoit un volume supérieur à 5 000 Gj/jour.

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?

Réponse :

Actuellement, aucun producteur en franchise ne produit plus de 2 000 Gj/jour. Les volumes de GSR produits en franchise se situent entre 200 et 900 Gj/jour, donc bien inférieurs à 2 000 Gj/jour.

D'ici les cinq prochaines années, le producteur Nature Energy anticipe la production de volumes supérieurs à 2 000 GJ/jour pour plusieurs sites. Ces informations sont basées sur l'estimé de volume de 20 Mm³ annoncé dans les médias en décembre 2022.

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 opteraient 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.

Réponse :

Énergir est en discussion constante avec sa clientèle. Elle ne tient pas de registre officiel des clients avec lesquels elle a eu des discussions au sujet de la possibilité de passer à un profil de consommation d'appoint.

Énergir soumet toutefois qu'elle tient des discussions soutenues à ce sujet avec cinq clients dont la capacité de pointe actuelle est supérieure ou égale à 10 000 m³.

3.2 Veuillez indiquer les revenus de distribution totaux tirés de ces clients en 2021-2022.

Réponse :

La somme des revenus de distribution provenant de ces cinq clients s'est élevée à environ 3,5 M\$ 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.

Réponse :

Comme expliqué par Énergir dans l'introduction de la pièce B-0136 (Énergir-Q, Document 12), les mix énergétiques envisagés par la clientèle sont divers.

Les incitatifs financiers associés à la participation aux différentes initiatives de gestion de la demande de puissance d'Hydro-Québec semblent effectivement pouvoir orienter les profils de consommation envisagés. Énergir a donc des raisons de croire que les volumes consommés par des clients qui utiliseraient éventuellement le gaz comme énergie d'appoint seraient concentrés lors des journées où la demande est la plus élevée sur son réseau.

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%.

Réponse :

La base de données utilisée pour calibrer les OMA proposées contient 139 clients au tarif D₁ dont la capacité de pointe est supérieure ou égale à 10 000 m³. Parmi ceux-ci, cinq présentent un CU prévisionnel inférieur à 10 %.

3.5 Pour chacun de ces derniers, veuillez :

3.5.1 indiquer le CU;

Réponse :

Clients	Coefficient d'utilisation
Client 1	8 %
Client 2	9 %
Client 3	4 %
Client 4	5 %
Client 5	2 %

3.5.2 indiquer si leur profil découle d'une modification récente de leur consommation;

Réponse :

En consultant l'historique de consommation des cinq dernières années tarifaires complètes de ces cinq clients, Énergir n'est pas en mesure de conclure qu'ils ont modifié leur profil de consommation de façon significative.

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;

Réponse :

Clients	Impact tarifaire de l'OMA	
	(\$)	(%)
Client 1	154 647	128
Client 2	43 701	72
Client 3	77 420	196
Client 4	60 820	282
Client 5	143 290	663

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;

Réponse :

Comme Énergir propose une OMA couvrant à la fois les services de transport et d'équilibrage, elle présente ci-dessous l'impact tarifaire pour les services de transport et d'équilibrage combinés.

Clients	Impact tarifaire de l'OMA	
	(\$)	(%)
Client 1	190 330	71
Client 2	47 199	38
Client 3	132 243	215
Client 4	103 814	319
Client 5	248 628	1 020

- 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 assujéti 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;

Réponse :

Énergir a calculé l'impact tarifaire pour chacun des clients d'atteindre un CU de 10 % afin de ne pas être assujéti aux OMA proposées.

Pour chacun des services, les taux utilisés pour le calcul sont ceux proposés dans le cadre du présent dossier.

Clients	Impact tarifaire global – Gaz naturel traditionnel	
	(\$)	(%)
Client 1	103 931	15
Client 2	28 051	10
Client 3	189 253	80
Client 4	117 281	69
Client 5	373 635	136

Clients	Impact tarifaire global - Gaz de source renouvelable	
	(\$)	(%)
Client 1	207 566	16
Client 2	52 684	10
Client 3	357 267	108
Client 4	227 501	93
Client 5	699 436	231

- 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;

Réponse :

Comme expliqué aux lignes 9 à 18 de la page 16 de la pièce B-0189, Énergir-Q, Document 1, la hausse du revenu requis au service de distribution est répartie au prorata des revenus de distribution, conformément à la décision D-2013-106. Dans une décision plus récente (D-2017-094, paragr. 488), la Régie venait confirmer l'application de cette stratégie tarifaire tant que les travaux sur la Vision tarifaire (R-3867-2013) sont en cours.

Comme l'analyse demandée déroge de cette stratégie et vu le temps considérable requis pour l'effectuer, Énergir soumet qu'elle n'est pas pertinente ni requise aux fins de l'étude de sa proposition.

- 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.

Réponse :

Veillez vous référer aux réponses aux questions 3.5.3 et 3.5.4.

- 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%.

Réponse :

La base de données utilisée pour calibrer les OMA proposées contient 5 310 clients au tarif D₁ dont la capacité de pointe est inférieure à 10 000 m³. Parmi ceux-ci, 22 clients 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.

Réponse :

Il s'agit d'un revenu absolu.

- 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.

Réponse :

Veuillez vous référer aux annexes Q-3.9-A et Q-3.9-B et à la réponse à la question 1.12 de la demande de renseignements n° 3 de l'ACIG, à la pièce Énergir-T, Document 16.

Le graphique relatif à la distribution présenté à l'annexe Q-3.9-B montre que la relation entre le besoin de pointe et le revenu est relativement linéaire. Les résultats relatifs à la distribution présentés à l'annexe Q-3.9-A le confirment.

Énergir a testé d'autres types de régressions, notamment une régression polynomiale de degré 2. Les coefficients de détermination de ces autres régressions étaient soit inférieurs ou légèrement supérieurs à celui de la régression linéaire (de degré 1).

Parce qu'elle capte bien la relation entre les revenus et la pointe et en raison de sa simplicité (les OMA proposées sont composées d'un seul taux – ce qui en facilite la compréhension), la régression linéaire a été retenue.

- 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.

Réponse :

Veuillez vous référer aux annexes Q-3.9-A et Q-3.9-B.

3.10 Veuillez indiquer le CU moyen des clients utilisés pour les fins de la régression.

Réponse :

Le CU moyen des clients dans l'échantillon est de 336 %, alors que le CU médian est de 33 %.

La valeur élevée du CU et son écart important avec la médiane résultent de quelques clients ayant des CU particulièrement élevés. Plus particulièrement, 13 clients ont un CU supérieur à 1 000 %. Lorsqu'on exclut ces observations, le CU moyen est de 37 %.

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?

Réponse :

Énergir n'a pas évalué quantitativement le risque de surestimation.

Énergir soumet que la méthodologie utilisée pour calibrer l'OMA repose sur plusieurs choix, notamment au niveau de l'échantillon et de la méthode d'estimation. Le paramètre obtenu par la régression résume en un coefficient les données de plusieurs milliers d'observations. La multiplication de ce paramètre par un entier compris entre 0 et 1 permet de prendre en compte le fait qu'une part de la complexité de la réalité ne peut être captée par ce simple chiffre.

Par exemple, un client qui serait soumis aux OMA pourrait devoir payer un prix plus élevé pour les services visés qu'un client qui aurait une pointe similaire et dont le volume de consommation serait substantiellement plus élevé. L'application d'un pourcentage permet de mitiger les probabilités d'occurrence de ce type de situation.

Énergir rappelle que l'application d'un pourcentage similaire à celui proposé relève de ses pratiques habituelles. En effet, tant les OMA actuelles en fourniture de gaz de source renouvelable, en distribution et en transport que celle proposée et approuvée en équilibrage dans le cadre de la phase 2B du dossier R-3867-2013¹ sont composées de pourcentages de 75 % à 78 %.

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.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.11.

¹ R-3867-2013, pièce B-0696, Gaz Métro-5, Document 14, section 2.6.2 et décision D-2022-084, paragr. 104.

- 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.

Réponse :

Énergir ne prévoit aucun revenu découlant de l'application des OMA proposées pour l'année tarifaire 2023-2024.

Comme indiqué dans la pièce B-0136 (Énergir-Q, Document 12), aucun client actuel au tarif D₁ ne serait assujéti avant l'année tarifaire 2024-2025.

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.

Réponse :

Énergir s'appuie sur les principes énoncés aux décisions G-470 et G-483 et, plus récemment, à ceux énoncés à la décision D-2017-094 (présentée à la référence (iii)), dans laquelle la Régie reconnaissait les aides financières liées au PGEÉ à titre d'actifs réglementaires inclus à la base de tarification et rémunérées au taux du coût moyen pondéré du capital.

À l'instar du PGEÉ dont il est question dans cette décision, Énergir est d'avis que la capitalisation des aides financières du PED à titre d'actifs réglementaires est cohérente avec les autres programmes commerciaux:

« [...] Il s'agit d'un traitement comptable réglementaire cohérent avec les autres programmes générant des avantages économiques à long terme pour la clientèle. »

Dans cette même décision, la Régie mentionne aussi que la capitalisation des aides financières et leur amortissement sur plusieurs années représentent un meilleur incitatif que l'inclusion complète dans le coût de service de l'année où elles sont déboursées. Énergir est d'avis que c'est aussi le cas du PED.

- 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.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

- 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.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 4.1. De plus, le PED vise à favoriser l'adoption de mesures offertes par Énergir et assure ainsi la pérennité du réseau de distribution.

- 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.

Réponse :

Énergir n'a pas procédé à une évaluation de l'impact à la marge du PED. Ce programme se veut une aide à la décarbonation, venant inciter la clientèle existante à choisir une option de décarbonation et à maximiser les réductions de GES en supportant, voire en dépassant, les objectifs qu'Énergir s'est fixés à travers ses différentes initiatives.

- 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.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 4.4.

- 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?

Réponse :

Le PED n'est pas un mécanisme de comptage de GES. Le recensement des GES évités par Énergir, présenté dans le cadre du PED, se limite uniquement à identifier les clients qui ont participé au PED et les GES réduits ayant servi à la détermination du montant d'aide.

Le PED a pour objectif de réduire les GES en encourageant financièrement la clientèle existante.

- 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.

Réponse :

Comme l'indique la vision *Cap sur 2030*, la réduction de GES est au cœur des priorités d'Énergir : c'est dans cette optique qu'Énergir propose le nouveau PED. Selon Énergir, cette proposition vise non seulement l'atteinte des objectifs de décarbonation, mais permet aussi de pérenniser le réseau de distribution en favorisant les mesures offertes, au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle.

- 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.

Réponse :

Les bénéfices du programme concernent le service de distribution, puisque le programme favorise le maintien de la clientèle. En effet, un client qui souhaite diminuer ses GES et qui choisit de consommer du GSR ou la biénergie comme façon d'y arriver est un client qui demeure client d'Énergir, au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle.

Le PED vise à favoriser l'adoption de mesures offertes par Énergir et assure ainsi la pérennité du réseau de distribution. La fonctionnalisation au service de distribution du programme respecte donc le principe de causalité.

- 4.9 Veuillez expliquer selon quelle logique les revenus de distribution constituent un seuil raisonnable à l'aide financière.

Réponse :

Énergir tient à s'assurer que les aides financières demeurent justes et raisonnables et croit que le fait de s'inspirer de la pratique ayant cours avec le PRRC est une approche prudente qui permet de garder un contrôle sur les aides financières versées, tout en s'arrimant aux pratiques et systèmes en place.

- 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.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 4.8.

- 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.

Réponse :

La dépense d'amortissement du PED se trouvera dans le revenu requis global du service de distribution. Comme expliqué aux lignes 9 à 18 de la pièce B-0189, Énergir-Q, Document 1, la hausse du revenu requis au service de distribution est répartie au prorata des revenus de distribution, conformément à la décision D-2013-106.

- 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.

Réponse :

Énergir rappelle que le PED n'a pas pour but de remplacer le tarif de verdissement, mais vise la réduction de GES par la consommation de GSR et/ou de la biénergie.

Dans le cas du tarif de verdissement, le montant payé par les clients ne peut être considéré par ceux-ci comme un achat de GSR. Pour un client qui souhaite se décarboner, ce n'est pas une option.

De plus, le PED favorise le maintien du client, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

- 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.

Réponse :

Énergir rappelle que le PED n'a pas pour but de remplacer le tarif de verdissement. La socialisation des coûts de l'obligation de livraison de GSR via le tarif de verdissement, ne permet pas d'inciter certains clients à choisir les options de décarbonation offertes par Énergir. Il s'agit d'une méthode de récupération du surcoût lié aux obligations d'Énergir

issues du Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur.

- 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.

Réponse :

Le revenu requis de distribution présenté au présent dossier ne reflète pas l'amortissement des coûts du PED pour l'année 2023-2024. L'amortissement des subventions débutera seulement l'année suivant leur émission. Ainsi, les investissements inclus à la base de tarification pour le PED seront amortis pour la première fois durant l'année 2024-2025.

- 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.

Réponse :

L'actif réglementaire lié au PED, tout comme l'inventaire de GSR, est inclus à la base de tarification. La base de tarification en moyenne 13 soldes porte rendement au taux moyen du coût en capital de 6,11 % pour l'année 2023-2024.

- 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).

Réponse :

Énergir le confirme.

- 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%.

Réponse :

Énergir présente ici un cas de figure montrant l'effet de l'aide financière dans un scénario hypothétique d'une aide à 80 % pour un volume de consommation spécifique. La PRI ne peut être extrapolée à l'ensemble des cas de figure.

- 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.

Réponse :

Énergir considère que tout incitatif aura un effet sur la performance d'un programme comme la biénergie. Énergir n'a pas quantifié l'impact à la marge du programme PED sur l'adoption de la biénergie.

- 4.19 Veuillez fournir les données et calculs qui sous-tendent les figures 1 (v) et 2 (vi).

Réponse :

Concernant la référence (v), une version révisée de la pièce Énergir-I, Document 1 est déposée.

Le tableau ci-dessous permet de calculer les PRI biénergie pour les deux cas types :

	Unifamilial		Multi 13	
	Tout gaz (\$)	Biénergie (\$)	Tout gaz (\$)	Biénergie (\$)
Facture annuelle	2 243	1 570	11 045	8 104
Coût des équipements	6 000	9 400	18 050	35 100
Aide financière PED	-	545	-	4 953

Voici les formules pour calculer les différentes PRI :

- PRI :

$$\frac{(\text{coût équipement biénergie} - \text{coût équipement tout gaz})}{(\text{facture annuelle tout gaz} - \text{facture annuelle biénergie})}$$

- PRI 80 % sub. Gvt :

$$\frac{(\text{coût équipement biénergie} - \text{coût équipement tout gaz}) * 0,2}{(\text{facture annuelle tout gaz} - \text{facture annuelle biénergie})}$$

- PRI 80 % + PED :

$$\frac{((\text{coût équipement biénergie} - \text{coût équipement tout gaz}) * 0,2 - \text{Aide financière PED})}{(\text{facture annuelle tout gaz} - \text{facture annuelle biénergie})}$$

Concernant la référence (vi), les données sont celles du tableau 1 de la page 6 de la pièce B-0079 (Énergir-I, Document 1). Voici les formules pour calculer les différents surcoûts :

- Biénergie-GNR :
*surcoût GSR en biénergie * 5*
- Biénergie-GNR + PED :
*surcoût GSR en biénergie * 5*
– aide financière PED du surcoût GSR en biénergie
- 100 % GNR :
*surcoût 100 % GSR * 5*
- Biénergie-GNR + PED :
*surcoût 100 % GSR * 5*
– aide financière PED du surcoût 100 % GSR

4.20 Veuillez confirmer qu'Énergir ne considère pas que le PED produit des bénéfices sur une période de 10 ans (vii).

Réponse :

La période d'engagement est d'au moins 10 ans pour le client qui adhère à la biénergie et elle est d'au moins cinq ans pour le client qui substitue tout ou une partie de sa consommation pour du GSR. Énergir considère que le PED produit des bénéfices sur une période d'au moins 5 ans pour certains de ses programmes, mais la durée des bénéfices atteint au minimum 10 ans pour les clients adhérant à la biénergie. En conséquence, comme mentionné à la référence (vii), afin de simplifier le traitement et pour minimiser l'impact tarifaire de l'ensemble du programme, Énergir est d'avis que l'ensemble des aides financières devrait être amorti sur 10 ans.

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).

Réponse :

La Régie, dans sa décision D-97-25, partage les objectifs 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.

Contrairement au sujet abordé dans la décision D-97-25, les coûts du programme PED n'entraînent pas d'impact sur les tarifs puisqu'ils sont compensés par des coûts évités du même niveau dans le PRC et le PRRC, majoritairement amortis eux aussi sur 10 ans.

L'objectif visé par l'amortissement sur une période de 10 ans des coûts du PED rejoint donc celui de la décision D-97-25 de minimiser l'impact sur les tarifs, comme démontré à la réponse à la question 4.23 ci-dessous.

De plus, comme expliqué à la réponse à la question 4.20 ci-dessus, le PED produit des bénéfices pour au moins 10 ans pour une partie de ses programmes, ce qui permet d'atteindre, en partie, l'objectif d'obtenir un meilleur appariement des revenus et des dépenses.

- 4.22 Veuillez indiquer quel est l'impact tarifaire prévu de tarif de verdissement en 2023-2024 et 2024-2025.

Réponse :

L'impact tarifaire prévu du tarif de verdissement pour 2023-2024 et 2024-2025 est nul.

- 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.

Réponse :

Énergir tient à indiquer que le PED ne génère pas d'impact tarifaire additionnel pour la clientèle, puisque les investissements liés au PED sont compensés par une réduction des aides offertes par le biais du PRC et du PRRC et que la durée d'amortissement de 10 ans proposée pour le PED est la même que celle déjà en application pour la majorité des aides financières du PRC et du PRRC.

Énergir a toutefois calculé un impact tarifaire basé uniquement sur l'impact direct des sommes prévues au PED, sans considérer la réduction équivalente dans les aides financières du PRC et du PRRC. L'effet du choix d'une période de 10 ans versus une période de 5 ans, comme expliqué en réponse à la question 4.24, peut ainsi être mieux démontré. Énergir ne disposant pas encore de prévision pour le PED pour la période 2024-2025, l'impact tarifaire a uniquement été calculé en fonction du montant de 4,5 M\$ d'aides financières prévu en 2023-2024, sans considérer de nouvelles sommes pour 2024-2025.

L'amortissement du PED prévu pour 2023-2024 débute seulement l'année suivant l'investissement, en l'occurrence dans l'année 2024-2025. Il est possible de constater que l'impact tarifaire pour 2024-2025 d'un amortissement sur une période de 5 ans est de 1 205 k\$, comme présenté en réponse à la question 4.24, soit beaucoup plus élevé que celui d'un amortissement sur une période de 10 ans qui est de 772 k\$.

Effet d'un amortissement sur 10 ans

	2023-2024 (000 \$)	2024-2025 (000 \$)
Amortissement	0	453
Impôt	27	59
Rendement sur la base de tarification	116	260
Impact tarifaire	143	772

- 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.

Réponse :

Comme indiqué à la question 4.23, l'impact tarifaire calculé est uniquement basé sur l'impact direct de la prévision de 4,5 M\$ d'aides financières liées au PED pour l'année 2023-2024, amorti sur 5 ans, sans considérer la réduction équivalente engendrée dans les aides du PRC et du PRRC ni de prévision additionnelle pour 2024-2025.

Effet d'un amortissement sur 5 ans

	2023-2024 (000 \$)	2024-2025 (000 \$)
Amortissement	0	905
Impôt	27	56
Rendement sur la base de tarification	116	244
Impact tarifaire	143	1 205

- 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.

Réponse :

Énergir 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. Toutefois, Énergir n'est pas en mesure de

fournir une prévision du prix du GSR outre que ce qui est présenté à la Régie. Veuillez vous référer à la pièce B-0051, Énergir-H, document 1.

- 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\$).

Réponse :

Énergir précise que l'aide financière croît avec le nombre de GES évités. Une combinaison d'initiatives maximisant la réduction de GES augmentera l'aide financière versée. Aux fins de l'exercice, si le client isolait l'aide financière relative à son choix du GSR, il constaterait que celle-ci ne couvre pas le surcoût du GSR sur l'horizon de 5 ans.

- 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.

Réponse :

Énergir précise que le 40 \$/tonne a été évalué en fonction de la durée requise minimum d'un engagement de 5 ans envers le GSR (200 \$ / 5 ans) et que le 20 \$/tonne a été évalué en considérant l'engagement de 10 ans requis pour bénéficier des aides financières pour la biénergie (200 \$ / 10 ans).

- 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.

Réponse :

Le 200 \$/tonne est prévu demeurer inchangé. Advenant qu'un ajustement soit nécessaire pour refléter le changement de contexte, une demande à cet effet sera faite à la Régie.

- 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.

Réponse :

Énergir n'a pas procédé à cette évaluation. Il est à noter que l'aide financière sera versée en contrepartie d'un engagement d'une durée minimale de 5 ans et que les GES évités déjà couverts par le PED ne seront pas subventionnés à nouveau.

- 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.

Réponse :

Comme indiqué à l'article 2.5.2 du PED, à défaut de respecter son engagement selon les conditions prévues à l'article 2.2, le client devra rembourser à Énergir l'aide financière qui lui a été versée, au prorata des mois restants.

- 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.

Réponse :

Énergir n'a pas procédé à cette évaluation et rappelle que le PED ne vient pas subventionner le GSR ni réduire ses revenus. Le PED vient encourager le client à faire un choix d'une solution de décarbonation proposée par Énergir, que ce soit par le choix du GSR ou de la biénergie.

- 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.

Réponse :

Énergir estime qu'une aide financière significative dès le début de la consommation de GSR aura plus d'impact sur le taux de participation qu'un rabais étalé sur plusieurs années.

- 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.

Réponse :

Énergir confirme que les modifications apportées au PRC et au PRRC sont indépendantes de la décision de la Régie à l'égard du PED. Toutefois, le PED vise la clientèle existante, aussi couverte par le PRRC, et une portion prévue serait maintenant utilisée aux fins du PED. Énergir rappelle que les bénéficiaires du PED ne seraient plus éligibles à l'aide financière du PRRC. Un refus de la Régie sur la mise en place du programme PED aurait donc un impact qui limiterait la diminution des aides du PRRC.

Annexe Q-3.9-A : Résultats détaillés des régressions**OMA au service de distribution**

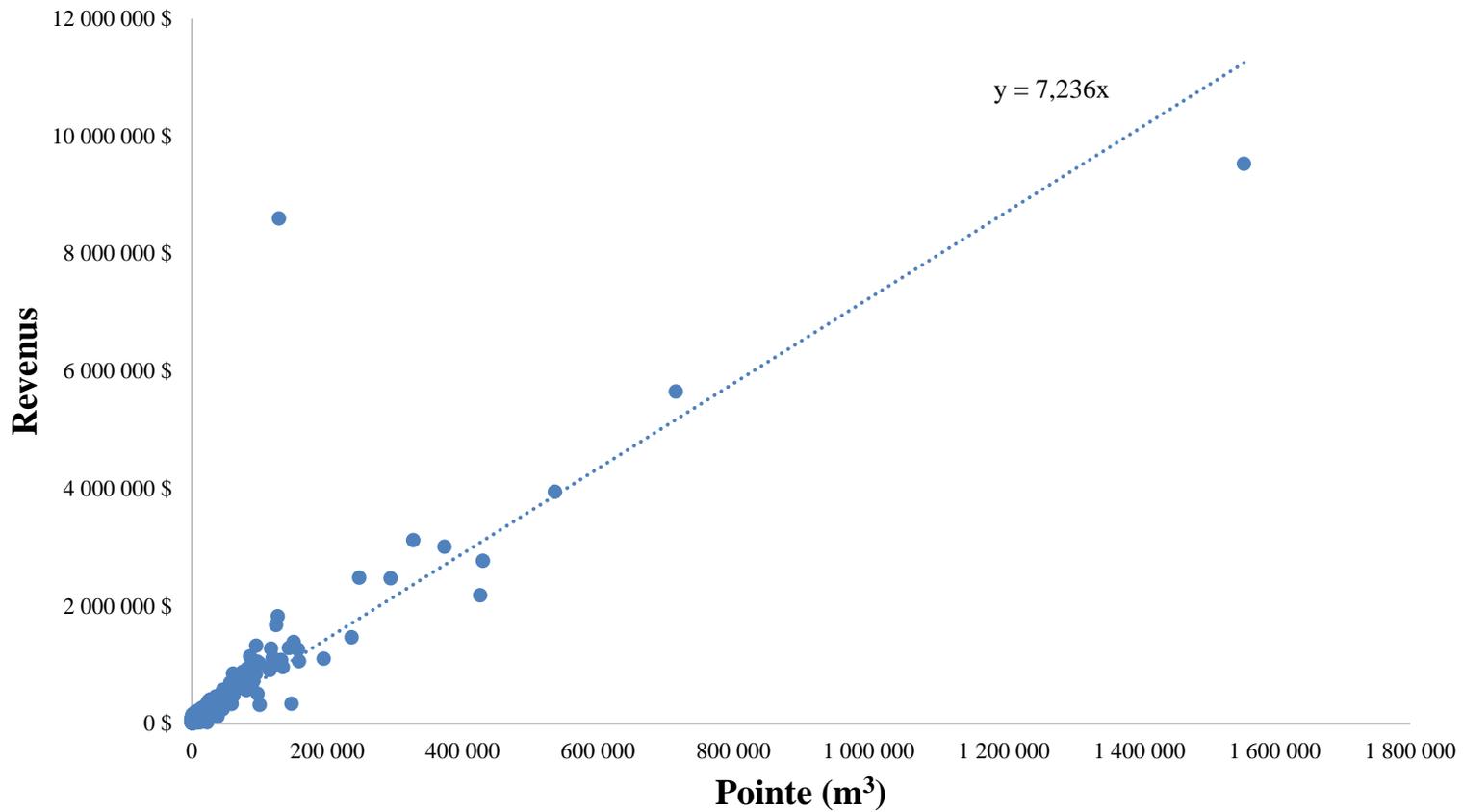
RAPPORT DÉTAILLÉ									
<i>Statistiques de la régression</i>									
Coefficient de détermination multiple	0,875179828								
Coefficient de détermination R^2	0,765939731								
Coefficient de détermination R^2	0,76576702								
Erreur-type	113264,7032								
Observations	5791								
ANALYSE DE VARIANCE									
	Degré de liberté	Somme des carrés	Moyenne des carrés	F	Valeur critique de F				
Régression	1	2,43072E+14	2,43072E+14	18947,21846	0				
Résidus	5790	7,42793E+13	12828892990						
Total	5791	3,17351E+14							
	Coefficients	Erreur-type	Statistique t	Probabilité	Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%	Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%	Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%	Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%	
Constante	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
Variable X 1	7,235979301	0,052568379	137,6488956	0	7,132925629	7,339032973	7,132925629	7,339032973	

OMA en approvisionnement (Transport et Équilibrage)

RAPPORT DÉTAILLÉ									
<i>Statistiques de la régression</i>									
Coefficient de détermination multiple	0,990661493								
Coefficient de détermination R^2	0,981410194								
Coefficient de détermination R^2	0,981237482								
Erreur-type	46683,32989								
Observations	5791								
ANALYSE DE VARIANCE									
	Degré de liberté	Somme des carrés	Moyenne des carrés	F	Valeur critique de F				
Régression	1	6,66159E+14	6,66159E+14	305671,023	0				
Résidus	5790	1,26183E+13	2179333289						
Total	5791	6,78777E+14							
	Coefficients	Erreur-type	Statistique t	Probabilité	Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%	Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%	Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%	Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%	
Constante	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
Variable X 1	11,97895559	0,021666653	552,8752327	0	11,93648085	12,02143033	11,93648085	12,02143033	

Annexe Q-3.9-B : Nuages de points et droites de régression

Distribution



Approvisionnement

