

**REPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) A LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA REGIE DE L'ENERGIE (LA REGIE)**

PLAN APPROVISIONNEMENT

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0066](#), p. 4;
 - (ii) Pièce [B-0066](#), p. 5 et 6;
 - (iii) Pièce [B-0033](#);
 - (iv) Dossier R-4076-2018, pièce [B-0253](#).

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente la fonctionnalisation des achats de fourniture par service appliqué au présent dossier tarifaire.
- (ii) Le Distributeur présente la fonctionnalisation des coûts par outils d'approvisionnement appliquée au présent dossier tarifaire.
- (iii) Le Distributeur présente les principes et les méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service.
- (iv) Le Distributeur présente le coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution ainsi que la fonctionnalisation des achats de fourniture par service et des coûts par outils d'approvisionnement appliqués au dossier tarifaire 2019-2020. La page 4 présente la fonctionnalisation des achats de fourniture par service, incluant les achats de gaz naturel en franchise.

Demandes :

- 1.1 Selon la référence (i), la Régie constate que les achats de gaz naturel en franchise ne sont pas fonctionnalisés par service, comme c'était le cas dans le dossier tarifaire R-4076-2018, de la référence (iv). Veuillez expliquer cette différence de traitement et indiquer les écarts, le cas échéant.

Veuillez également élaborer votre réponse en considération des méthodes d'évaluations de la référence (iii).

Réponse :

Dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018), lors de la réalisation de la référence (iv), les volumes d'achats de gaz naturel en franchise étaient composés du rachat de molécules issues de l'évaporation lors du processus de liquéfaction du train n° 2 à l'usine

LSR. Un volume de 5 000 Gj par mois y était prévu. Bien que peu important, ces volumes de molécules ne peuvent être considérés comme une source fiable d'approvisionnement puisqu'ils sont dépendants du niveau d'activité du train de liquéfaction n° 2, relevant des activités d'une tierce partie. Ces volumes n'ont donc pas été considérés dans la prévision d'approvisionnement en molécules aux fins de la Cause tarifaire 2020-2021. Effectivement, puisque ces volumes sont incertains et non récurrents d'un mois à l'autre, il devient hasardeux de s'y fier pour prévoir l'approvisionnement de la franchise.

Par ailleurs, les achats de GNR en franchise, tout comme l'ensemble des achats de GNR ont été exclus du calcul du transfert de la fourniture à l'équilibrage autant à la Cause tarifaire 2019-2020 qu'à la Cause tarifaire 2020-2021, puisqu'aucun coût d'équilibrage n'est engendré par ce type d'achat¹.

Conséquemment, aucun volume n'est présenté à la page 4 de la pièce B-0066, Énergir-N, Document 6. La méthode de fonctionnalisation du coût des achats de fourniture autorisée par la Régie par la décision D-2015-177, présentée à la pièce B-0033, est donc respectée, puisqu'aucun volume d'achat de gaz naturel en franchise ayant un impact sur les coûts d'équilibrage n'est prévu.

- 1.2 Veuillez expliquer les montants « *Variation des frais reportés* » présentés à la page 5, lignes 16 et 18 de la référence (ii).

Réponse :

La variation du compte de frais reportés se calcule de la façon suivante :

Le coût de la prime fixe de la portion d'un tronçon fonctionnalisée à l'équilibrage à amortir au cours de l'année (A) – Le coût de la prime fixe de cette portion de tronçon réellement payé au cours de l'année (B),

où :

A- Le coût de la prime fixe à amortir au cours de l'année est composé :

- du solde d'ouverture du compte qui est constitué des coûts totaux comptabilisés à titre de frais reportés encourus au cours des six derniers mois de l'année précédente (pour le dossier tarifaire 2020-2021, il s'agit du coût cumulé de la portion fonctionnalisée à l'équilibrage de la prime fixe du 1^{er} avril 2020 au 30 septembre 2020);
- auquel on additionne les coûts totaux encourus au cours des six premiers mois de l'année subséquente (pour le dossier tarifaire 2020-2021, il s'agit du coût cumulé de

¹ Dossier R-4008-2017, pièce B-0096, Gaz Métro 1, Document 1, page 26.

la portion fonctionnalisée à l'équilibrage de la prime fixe du 1^{er} octobre 2020 au 31 mars 2021).

B- Le coût réellement payé au cours de l'année est composé du coût cumulé des 12 mois de prime fixe du tronçon pour l'exercice donné (pour le dossier tarifaire 2020-2021, il s'agit du coût cumulé de la portion fonctionnalisée à l'équilibrage de la prime fixe du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021). Ce calcul est réalisé en multipliant les capacités du tronçon par le tarif de ce même tronçon.

Puisque les capacités des tronçons sont demeurées les mêmes entre les deux dossiers tarifaires (2019-2020 et 2020-2021), la hausse des tarifs et la variation de la proportion des coûts fonctionnalisés à l'équilibrage deviennent les principales explications de la variation des comptes de frais reportés. Le tableau ci-dessous présente l'évolution des tarifs et l'évolution de la quote-part des tronçons fonctionnalisée à l'équilibrage :

Tableau 1
Fonctionnalisation à l'équilibrage, débits quotidiens et tarifs
des tronçons Parkway-Énergir EDA

| Tronçons | Fonctionnalisation à l'équilibrage | | Débits quotidiens 10 ³ m ³ /j Dossier tarifaire 2020 ⁽³⁾ et 2021 ⁽⁴⁾ | Tarif \$/Gj/mois du solde d'ouverture 2020-04-01 au 2020-09-30 | Tarif \$/Gj/mois 2020-10-01 au 2020-12-31 | Tarif \$/Gj/mois 2021-01-01 au 2021-09-30 |
|----------------------------|------------------------------------|----------------------|---|--|--|--|
| | DT 2020 | DT 2021 | | | | |
| | (1) | (2) | | | | |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | |
| Parkway-Énergir EDA (STS) | 100% | 100% | 5 705 | 12,9402 \$ | 12,9402 \$ | 16,8065 \$ |
| Parkway-Énergir EDA (TCPL) | 18,5% ⁽¹⁾ | 29,3% ⁽²⁾ | 12 770 | 12,9402 \$ | 12,9402 \$ | 16,8065 \$ |

⁽¹⁾ Pièce B-0253, Dossier R-4076-2018, Énergir-N, Document 8, page 5, ligne 17.

⁽²⁾ Pièce B-0066, Énergir-N, Document 6, page 5, ligne 21.

⁽³⁾ Pièce B-0253, Dossier R-4076-2018, Énergir-N, Document 8, page 5, colonne 1, lignes 12 et 14.

⁽⁴⁾ Pièce B-0066, Énergir-N, Document 6, page 5, colonne 1, lignes 16 et 18.

Ainsi, en appliquant le fonctionnement du frais reportés aux pourcentages de fonctionnalisation à l'équilibrage et aux tarifs en vigueur à chacune des périodes aux éléments A et B du calcul, il en résulte un important crédit au dossier tarifaire 2020-2021 puisque le total de l'élément A est bien inférieur au total de l'élément B. En d'autres termes, les variations des frais reportés présentés à la page 5, aux lignes 16 et 18 de la référence (ii), correspondent à la hausse du solde des frais reportés entre le début et la fin de l'exercice 2020-2021.

2. **Référence :** Pièce [B-0005](#), p. 63.

Préambule :

(i) « Énergir souhaite reconduire l'Initiative pour l'année 2020-2021 selon les mêmes modalités que celles présentées lors du dossier tarifaire 2019-2020 et en conservant la même prime maximale pour les coûts associés à l'Initiative. Cependant, Énergir tient à préciser que le pourcentage du volume de 20 % du gaz de réseau est une cible et non pas une limite. Si la prime maximale permet d'acquérir un volume de gaz plus important, par le versement d'une prime unitaire plus basse qu'estimée, Énergir le fera tout en assurant une diversité d'approvisionnement. En effet, Énergir s'assurera de maintenir une diversité de fournisseurs. Ainsi, pour l'année 2020-2021, Énergir poursuivra ses efforts afin d'attirer de nouveaux fournisseurs et augmenter la proportion du gaz de réseau achetée sous cette initiative ». [note de bas de page omise]

Demande :

2.1 Veuillez indiquer si la prime maximale pour les achats effectués en vertu de l'Initiative, telle que mentionnée à la référence (i) est limitée sur une base annuelle ou si la prime est répartie sur plusieurs années. Veuillez élaborer.

Réponse :

La prime maximale servant à couvrir les coûts associés à la prime unitaire pour les achats effectués en vertu de l'Initiative s'applique à une seule année. Afin d'assurer la poursuite de l'Initiative, Énergir souhaite qu'un montant équivalent soit disponible pour l'année 2020-2021.

3. **Références :** (i) Pièce B-0004, p. 78 (sous pli confidentiel);
(ii) Pièce [B-0005](#), Annexe 11.

Préambule :

(i) « Afin de combler ce déficit, Énergir a contracté une option sur un « service de pointe » auprès d'un fournisseur sur le marché secondaire. Cet outil de pointe correspondrait à un approvisionnement ponctuel de 1 074 10³m³/jour de fourniture directement dans le territoire d'Énergir. Cet outil de pointe serait disponible pour 5 journées pendant l'hiver 2020-2021. Son coût de base sera [REDACTÉ]. Si Énergir devait l'utiliser, elle devra alors payer [REDACTÉ] d'utiliser cet outil, Énergir tentera d'utiliser tout autre service ou option qui serait disponible et moins onéreux au moment présent.

Énergir a jusqu'au [REDACTÉ] afin de lever l'option, en tout ou en partie, à l'égard de ce service de pointe. Le cas échéant, l'option n'aurait entraîné aucun coût pour la clientèle.

Énergir aurait alternativement pu tenter de contracter du transport sur le marché secondaire pour combler le déficit. L'analyse de rentabilité des alternatives d'approvisionnement est présentée à la section 8.1.3. ».

(ii) À l'annexe 11, Énergir présente, pour le plan d'approvisionnement 2020-2021, une stratégie alternative et une analyse de rentabilité.

Demande :

3.1 Veuillez indiquer si l'analyse de rentabilité présentée à la référence (ii) inclut les coûts qui tiennent compte du [REDACTÉ], tel que mentionné à la référence (i).

Veuillez élaborer votre réponse notamment, en indiquant les hypothèses qui ont été considérées à l'analyse de rentabilité, tel que présenté en (ii), colonne 3, relativement à la stratégie « Achat du service de pointe ».

Dans l'éventualité où les coûts en fourniture selon le [REDACTÉ] ne sont pas considérés dans l'analyse présentée à la référence (ii), veuillez déposer une analyse de rentabilité en tenant compte de ce prix moyen de [REDACTÉ] l'utilisation de l'outil de pointe [REDACTÉ].

Réponse :

L'analyse des coûts est effectuée à partir du plan d'approvisionnement normal. Dans ce plan, aucune demande de pointe pour laquelle le « service de pointe » serait utilisé n'est observée.

Ceci s'explique en raison du fait que le « service de pointe » est ordonnancé comme étant le tout dernier outil d'approvisionnement qu'utilisera Énergir en hiver.

De plus, le « service de pointe » n'est utilisé dans aucun plan produit (chaud, normal, froid, extrême) puisque les projections de température de ces plans n'incluent pas de journées où la consommation projetée est suffisamment élevée pour faire appel à ce service.

En fonction du calcul de la balise de la journée de pointe, celle-ci n'a une occurrence théorique de seulement environ 1/30. Les capacités rendues disponibles par le service de pointe sont requises seulement si celles-ci se produiraient. Dans ce cas précis, il pourrait y avoir un surcoût relatif au « service de pointe » par rapport à l'achat de transport sur le marché secondaire. Ce surcoût serait alors déterminé par l'équation suivante : coût de la fourniture à [REDACTED] pour la journée de pointe – (coût de la fourniture à Dawn + coût de la compression Dawn-EDA pour la journée de pointe).

L'analyse de rentabilité déposée présente les coûts probables des options pour l'année 2020-2021. Dans un hiver sur 30, le « service de pointe » serait utilisé une journée ou plus, avec une occurrence qui diminue plus le nombre de jours d'utilisation augmente².

En prenant les écarts maximaux observés dans les 5 dernières années entre les points de Dawn et de [REDACTED] pour un même hiver, le coût additionnel d'utilisation du service de pointe pour la journée la plus chère serait d'environ [REDACTED]. Dans le cas improbable où ce service devait être utilisé pour toutes les journées, alors le coût de cette option serait potentiellement plus élevé de [REDACTED]³.

² Bien que celui-ci ne soit pas directement quantifiable dans la méthode actuelle basée sur la journée la plus « froide » des 30 dernières années, une estimation à 1/30^e pourrait être effectuée pour une occurrence de plus d'une journée. Ainsi, pour deux journées d'utilisation, l'occurrence serait de 1/900.

³ En considérant que l'écart maximal observé dans les 5 dernières années pour un même hiver est représentatif du coût espéré pour l'hiver prochain, ce qu'Énergir ne peut pas confirmer puisque les caractéristiques du marché évoluent constamment.

4. Référence : Pièce [B-0035](#), p. 11 et 12.

Préambule :

« D'autres actions pourraient être prises en situation d'urgence – avant même l'interruption de clients –, comme une prolongation de l'utilisation de l'usine LSR à capacité réduite; l'utilisation du « line pack » (si disponible); l'achat de capacité de transport sur le marché secondaire (si disponible); ou même la génération d'un déséquilibre chez TCPL (si celle-ci n'a pas interrompu les livraisons). Lors de la Cause tarifaire 2019-2020, il a été suggéré de compenser le manque à gagner de 25 000 GJ par ce type d'actions. Énergir réitère que ces alternatives ou mesures de mitigation à l'application de la redondance ne peuvent se qualifier de services fermes ou offrant une garantie de disponibilité. En effet, bien que toutes ces mesures de mitigation seraient évaluées avant d'utiliser des outils plus onéreux, et ce, en situation d'urgence, la philosophie de conception du plan d'approvisionnement s'appuie sur l'acquisition d'outils fermes pour répondre aux besoins de la journée de pointe, afin de garantir à la clientèle une sécurité d'approvisionnement selon une méthodologie approuvée par la Régie ». [nous soulignons et note omise]

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer si Énergir a évalué les coûts unitaires (m³ ou GJ) ou les impacts économiques des actions et des mesures de mitigation à l'application de la redondance, telles que présentées en référence.

Veuillez élaborer et déposer les conclusions de ces évaluations, le cas échéant.

Réponse :

Non, Énergir n'a pas évalué les coûts unitaires ou les impacts économiques. Cette évaluation, lorsqu'applicable, serait faite au moment de prendre la décision d'utiliser ou non ces alternatives ou mesures de mitigation.

4.2 Veuillez élaborer quant aux outils plus onéreux dont il est mention à la référence. Veuillez également présenter les coûts unitaires identifiés à ces outils, le cas échéant.

Réponse :

Énergir référerait ici au service de pointe dont les caractéristiques sont décrites dans la preuve (pièce [B-0005](#), p. 78).

PREVISION DE LA DEMANDE

5. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 53;
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 141;
(iii) Pièce [B-0005](#), p. 55;
(iv) Pièce [B-0005](#), p. 143.

Préambule :

- (i) Tableau 21, Scénario Favorable, Livraisons globales de gaz naturel 2021-2024 (avant interruptions) (10^6m^3) :

| DESCRIPTION | Plan d'approvisionnement 2021-2024 | | | |
|------------------------------|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| Service continu | 5 995,0 | 6 132,7 | 6 389,6 | 6 459,9 |
| Grandes entreprises | 2 896,2 | 2 970,4 | 3 162,2 | 3 166,6 |
| Petit et moyen débits | 3 098,7 | 3 162,3 | 3 227,4 | 3 293,4 |
| Service interruptible | 305,4 | 313,1 | 323,6 | 389,9 |
| Contrat régulier | 255,4 | 263,1 | 273,6 | 339,9 |
| Contrat gaz d'appoint | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| Total | 6 300,3 | 6 445,8 | 6 713,2 | 6 849,9 |

- (ii) Plan d'approvisionnement 2021-2024, Annexe 15, Scénario favorable :

| PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024 SCENARIO FAVORABLE | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2021 (1) | 2022 (2) | 2023 (3) | 2024 (4) |
| DEMANDE (10^6m^3) | | | | |
| Continue | 5 896 | 5 847 | 6 100 | 6 171 |
| Interruptible | 255 | 441 | 448 | 516 |
| Gaz d'appoint | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Client biogaz en réseau dédié | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Sous-total | 6 222 | 6 369 | 6 630 | 6 767 |
| Interruptions | -13 | -7 | -12 | -4 |
| Gaz perdu et usage de la compagnie | -32 | 33 | 34 | 35 |
| Compression (transport et entreposage) | 134 | 137 | 146 | 148 |
| Ecart de mesurage | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL DEMANDE | 6 377 | 6 531 | 6 798 | 6 946 |

- (iii) Tableau 23, Scénario défavorable, Livraisons globales de gaz naturel 2021-2024 (avant interruptions) (10^6m^3) :

| DESCRIPTION | Plan d'approvisionnement 2021-2024 | | | |
|------------------------------|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| Service continu | 5 790,4 | 5 749,1 | 5 672,1 | 5 604,8 |
| Grandes entreprises | 2 811,1 | 2 836,3 | 2 827,4 | 2 826,1 |
| Petit et moyen débits | 2 979,3 | 2 912,8 | 2 844,7 | 2 778,6 |
| Service interruptible | 240,5 | 238,9 | 236,8 | 236,1 |
| Contrat régulier | 240,5 | 238,9 | 236,8 | 236,1 |
| Contrat gaz d'appoint | - | - | - | - |
| Total | 6 030,9 | 5 987,9 | 5 908,8 | 5 840,9 |

(iv) Plan d'approvisionnement 2021-2024, Scénario défavorable :

| DEMANDE (10 ⁶ m ³) | PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2024 SCÉNARIO DÉFAVORABLE | | | |
|---|--|--------------|--------------|--------------|
| | 2021 (1) | 2022 (2) | 2023 (3) | 2024 (4) |
| Continue | 5 694 | 5 488 | 5 429 | 5 380 |
| Interruptible | 241 | 417 | 412 | 412 |
| Gaz d'appoint | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Client biogaz en réseau dédié | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Sous-total | 6 005 | 5 983 | 5 921 | 5 873 |
| Interruptions | -6 | -9 | -10 | -9 |
| Gaz perdu et usage de la compagnie | 31 | 31 | 30 | 30 |
| Compression (transport et entreposage) | 130 | 130 | 133 | 152 |
| Écart de mesurage | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL DEMANDE | 6 160 | 6 135 | 6 074 | 6 026 |

Demandes :

5.1 Veuillez concilier le tableau 21 (référence (i)) et les chiffres des dix premières rangées du tableau à l'annexe 15 (référence (ii)).

Réponse :

Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-H, Document 1 qui vient corriger certains éléments contenus aux annexes 15 et 16 relativement aux scénarios favorable et défavorable.

Ceci n'a aucun impact sur l'ensemble des autres scénarios (normal, chaud, froid, extrême, max).

5.2 Veuillez concilier le tableau 23 (référence (iii)) et les chiffres des dix premières rangées du tableau à l'annexe 16 (référence (iv)).

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 5.1.

- 6. Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 135;
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 142.

Préambule :

- (i) Dans le tableau de l'Annexe 12, le débit quotidien d'approvisionnement de la demande continue à la journée de pointe au scénario de base est établi à $36\,723\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ pour 2021.
- (ii) Dans le tableau de l'Annexe 15, le débit quotidien d'approvisionnement de la demande continue à la journée de pointe au scénario favorable est établi à $36\,690\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ pour 2021.

Demande :

- 6.1 Veuillez expliquer pourquoi la demande continue en journée de pointe est plus élevée au scénario de base (référence (i)) qu'au scénario favorable (référence (ii)).

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 5.1.

7. **Références :**
- (i) Pièce B-0004 déposée sous pli confidentiel, p. 105;
 - (ii) Pièce [B-0096](#), p. 17;
 - (iii) Dossier R-4076-2018, pièce [B-0058](#), p. 6.

Préambule :

(i)



(ii) « **4.1.3 GARANTIE FINANCIÈRE AU SERVICE DE TRANSPORT DU DISTRIBUTEUR** »

4.1.3.1 Exigibilité

Au moment de la signature du contrat, et avant que le distributeur ne réserve les capacités de transport nécessaires, le distributeur peut exiger une garantie financière dans le cas d'un nouveau demandeur souhaitant utiliser le service de transport du distributeur, dont la consommation quotidienne de pointe prévue est de 300 000 m³/jour et plus.

Subséquentement à la signature du contrat, le distributeur peut réviser le montant de la garantie financière prévue à l'article 4.1.3.2 en fonction des circonstances particulières à chaque cas ».

(iii) « Concrètement, Énergir a raffiné sa méthode d'évaluation de la probabilité de réalisation des projets en intégrant de nouveaux paramètres, rendant plus contraignant le pourcentage requis pour procéder à la réservation de la capacité de transport pour la Marge excédentaire.

Ainsi, des filtres ont été ajoutés à la méthode d'évaluation, et se définissent comme suit :

- *Les pointages associés aux critères de solidité financière, de l'environnement socio-économique et de degré d'innovation ne sont pris en compte que lorsque le niveau d'avancement du projet atteint un pointage minimum de 20 %.*
- *De plus, pour un projet majeur dont le volume de pointe requiert une garantie financière de transport (300 000 m³/jour et plus), le projet ne peut atteindre un pointage de 50 % tant que la garantie n'est pas reçue par Énergir.*

Le processus peut être assimilé à une démarche par étape. Le premier filtre donne l'assurance que le projet aura franchi certaines étapes de base avant que la quantité quotidienne requise ne soit considérée dans le calcul de la Marge excédentaire de transport. Le deuxième filtre donne l'assurance que le projet ne sera pas intégré hâtivement dans le scénario de base de la prévision de la demande ». [nous soulignons]

Demande :

7.1

[REDACTED]

[REDACTED]

Réponse :

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 45;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 48;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 107.

Préambule :

- (i) Le tableau 18 (lignes 9, 18, 27, 35) rapporte les livraisons prévues de gaz naturel liées aux nouvelles ventes pour le marché grandes entreprises.
- (ii) Le tableau 19 (lignes 9, 18, 26, 35) rapporte les livraisons prévues de gaz naturel liées aux nouvelles ventes pour le marché petit et moyen débits.
- (iii) Le tableau à l'annexe 4 rapporte les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire.

Demande :

- 8.1 Les volumes de nouvelles ventes prévues au marché grandes entreprises (références (i)) et au marché petit et moyen débits (références (ii)) ne correspondent pas à ceux rapportés à l'annexe 4, tant au global que par catégorie tarifaire.

Veuillez concilier les données relatives aux nouvelles ventes rapportées aux tableaux 18 et 19 à celles du tableau à l'annexe 4.

Réponse :

Le tableau de nouvelles ventes de la clientèle grandes entreprises ne concerne que les tarifs D₄ (continu) et D₅ (interruptible). Les livraisons des clients grandes entreprises aux tarifs D₁ et D₃, incluant les nouvelles ventes anticipées si applicable, sont incluses dans la ligne « Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique ».

La maturation des nouvelles ventes ne comprend que la maturation des clients autres que les clients grandes entreprises.

Il est à noter qu'une erreur s'était glissée au tableau de l'annexe 4 de la référence (iii). Une version révisée de l'annexe 4 de la pièce Énergir-H, Document 1 est déposée.

RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

9. **Références :** (i) Pièce [B-0013](#);
(ii) Dossier R-3867-2013, Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 54, par. 198.

Préambule :

(i) Le Distributeur dépose l'information relative à la rentabilité du plan de développement 2020-2021.

(ii) « [198] En conséquence, la Régie ordonne à Énergir d'inclure des coûts d'entretien préventif et correctif associés aux investissements qu'elle prévoit en Renforcement du réseau de distribution dans l'évaluation de la rentabilité globale du Plan de développement. À cet égard, le Distributeur devra utiliser les coûts d'OPEX de 0,22 \$/m/an pour l'entretien préventif et de 0,37 \$/m/an pour l'entretien correctif, fixés dans la décision D-2017-092, ou ceux mis à jour par la Régie, le cas échéant ». [nous soulignons]

Demande :

9.1 Veuillez déposer les paramètres utilisés dans les calculs de la rentabilité du plan de développement 2020-2021 à la référence (i), en précisant notamment les coûts d'OPEX pour l'entretien préventif et l'entretien correctif mentionnés à la référence (ii).

Réponse :

La rentabilité du Plan de développement 2020-2021 a été établie selon les paramètres en vigueur lors de sa préparation, soit les valeurs 2019-2020.

| Paramètre | Valeur |
|---|----------|
| Taux d'effritement | 85,00% |
| Amortissement comptable - Conduites | 44,1 ans |
| Amortissement comptable - Branchements | 20,7 ans |
| Amortissement comptable - Compteurs 5 ans | 5,0 ans |
| Amortissement comptable - Compteurs 7 ans | 7,0 ans |
| Amortissement comptable - Compteurs 12 ans | 12,0 ans |
| Amortissement comptable - Compteurs 20 ans | 20,0 ans |
| Amortissement comptable - Poste de Livraison - Civil | 41,0 ans |
| Amortissement comptable - Poste de Livraison - Équipement | 49,0 ans |

| Paramètre | Valeur |
|--|----------|
| Amortissement comptable - Servitude | 65,0 ans |
| Amortissement fiscal - Conduites | 6,00% |
| Amortissement fiscal - Branchements | 6,00% |
| Amortissement fiscal - Compteurs | 20,00% |
| Amortissement fiscal - Poste de Livraison - Civil | 6,00% |
| Amortissement fiscal - Poste de Livraison - Équipement | 6,00% |
| Amortissement fiscal - Servitude | 5,00% |
| Amortissement comptable et fiscal - PRC 5 ans | 5,0 ans |
| Amortissement comptable et fiscal - PRC 10 ans | 10,0 ans |
| Taux fiscal année 1 en vigueur (50% ou 150%) | 150% |
| Frais UMQ - Montréal | 3,50% |
| Frais UMQ - Québec | 3,50% |
| Frais UMQ - Autre lorsqu'applicable | 2,50% |
| FGC - Taux de base sur premier 1,5 M\$ | 14,53% |
| FGC - Taux sur coût excédant 1,5 M\$ | 2,00% |
| Taxe sur les services publics | 1,50% |
| Taux de redevance à la Régie de l'énergie (\$/10 ³ m ³) | 0,55702 |
| Taux de redevance à la Régie du bâtiment (\$/10 ³ m ³) | 0,472 |
| Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 1 | 26,53% |
| Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 2 | 26,50% |
| Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 3 | 26,50% |
| Taux d'imposition (féd. + prov.) - Année 4 et + | 26,50% |
| Coût de la dette | 2,96% |
| Coût de l'équité (ord. + priv.) | 8,36% |
| Proportion de dette | 54,00% |
| Proportion d'équité (ord. + priv.) | 46,00% |
| Coût en capital prospectif pondéré | 5,44% |
| Coût en capital prospectif après impôt | 5,02% |

| Grille des coûts marginaux statutaires | | | | |
|--|-------------|----------|---------------|---------------------|
| | | Année 1 | Années 2 et + | Entretien Conduites |
| Extension | Résidentiel | 128 \$ | 77 \$ | 0,66 \$/m |
| Branchement | Résidentiel | 128 \$ | 77 \$ | 0,00 \$/m |
| Ajout de charge | Résidentiel | 47 \$ | - \$ | 0,00 \$/m |
| | | | | |
| Extension | CII | 246 \$ | 160 \$ | 0,66 \$/m |
| Branchement | CII | 246 \$ | 160 \$ | 0,00 \$/m |
| Ajout de charge | CII | 76 \$ | - \$ | 0,00 \$/m |
| | | | | |
| Extension | VGE | 2 661 \$ | 2 590 \$ | 0,66 \$/m |
| Branchement | VGE | 2 661 \$ | 2 590 \$ | 0,00 \$/m |
| Ajout de charge | VGE | 68 \$ | 5 \$ | 0,00 \$/m |

INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE

10. Référence : Pièce [B-0078](#), p. 9.

Préambule :

Énergir présente l'information suivante :

« *Le pourcentage de réalisation de l'indice relatif aux émissions de GES est établi comme suit :*

| Tonnes de réduction de GES | Pourcentage de réalisation de l'indice |
|----------------------------------|--|
| ≥ 350 tonnes éq. CO ₂ | 100 % |
| 0 tonne éq. CO ₂ | 0 % |

Les résultats seront interpolés ». [nous soulignons]

Demandes :

10.1 Veuillez préciser le sens de l'expression : « *Les résultats seront interpolés* ».

Réponse :

Énergir soumet qu'il manque un mot à la phrase sous le tableau du préambule. À la page 9 de la pièce B-0078, Énergir-P, Document 1, la phrase se lit comme suit :

« *Les résultats intermédiaires seront interpolés.* »

Dans le cas où Énergir était dans l'impossibilité d'atteindre l'objectif annuel de réduction des GES de 350 tonnes éq. CO₂, une interpolation linéaire sera effectuée pour déterminer la valeur intermédiaire.

Il est à noter que le tableau établissant le pourcentage de réalisation de l'indice relatif aux émissions de GES et l'interpolation des résultats intermédiaires ont été présentés initialement dans le cadre du dossier du renouvellement du mécanisme incitatif⁴ (R-3599-2006) et approuvés par la Régie dans la décision D-2007-47.

10.2 Veuillez expliquer le cas échéant l'application de cette interpolation aux résultats de l'indice Émission des GES aux fins du calcul de l'indice de réalisation.

⁴ Voir R-3599-2006, Mécanisme incitatif convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN, page 27.

Réponse :

Dans le cas où Énergir était dans l'impossibilité d'atteindre l'objectif annuel de réduction des GES de 350 tonnes éq. CO₂, que ce soit par la réalisation de programmes internes et/ou par l'achat de crédits compensatoires, les deux exemples ci-dessous illustrent le calcul de l'indice de réalisation :

- Exemple 1 : Les réductions de GES atteignent 300 tonnes éq. CO₂. Dans ce cas, le pourcentage de réalisation serait de 85,7 % (300/350).
- Exemple 2 : Les réductions de GES atteignent 125 tonnes éq. CO₂. Dans ce cas, le pourcentage de réalisation serait de 35,7 % (125/350).

TAUX D'ÉCONOMIES POTENTIELLES DES TRAVAUX INTÉGRÉS

11. Référence : Pièce [B-0036](#), p. 2.

Préambule :

« Énergir rappelle, d'une part, que les « cas d'exception » concernent les projets de développement d'un parc industriel et les activités de repavage routier pour lesquels une enveloppe maximale de 1,5 M\$ par an a été autorisée par la Régie. L'enveloppe sert à réaliser des projets qui offrent un potentiel de densification, mais qui ne sont pas rentables au moment de leur réalisation.

D'autre part, les « travaux intégrés » visent les situations où les travaux d'installation ou de remplacement de conduites de gaz naturel sont coordonnés, en tout ou en partie, avec les travaux d'infrastructure d'une municipalité. Les travaux en mode intégré permettent à Énergir d'économiser certains coûts, comme la signalisation, l'excavation ou le repavage, puisqu'une partie de ces derniers sont assumés par la municipalité ». [nous soulignons]

« Depuis 2017, Énergir a réalisé trois projets de cas d'exception complètement en mode intégré. Énergir estime qu'elle a économisé entre 21 % et 75 % des coûts de main-d'œuvre des services entrepreneurs pour ces trois projets. Globalement, le taux d'économies potentielles des travaux intégrés est de 52 % sur la portion de la main-d'œuvre des services entrepreneurs et de 29 % sur le coût total du projet ». [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Les taux d'économies varient de 15 % à 40 % du coût total des projets et de 21 % à 75 % du coût des services entrepreneurs. Quels facteurs expliquent l'ampleur de la variabilité de ces résultats?

Réponse :

L'ampleur de la variabilité s'explique principalement par la portion des travaux civils assumée par le tiers (p. ex., la municipalité) lors de travaux intégrés. Ainsi, plus cette portion est élevée, plus le coût du projet pour Énergir sera réduit, ce qui augmente l'économie potentielle liée aux coûts entrepreneurs.

11.2 À quelle hauteur l'enveloppe de 1,5 M\$ a-t-elle été utilisée pour financer les trois projets « d'exception »?

Réponse :

Seul le projet C a été autorisé après le 9 juillet 2018, date à laquelle la décision D-2018-080 a été rendue. Comme le prévoit cette décision (paragr. 390), l'ensemble des coûts du projet a été alloué à l'enveloppe annuelle de 1,5 M\$.

- 11.3 Énergir a calculé les taux d'économies potentielles pour les projets d'exception réalisés complètement en mode intégré depuis 2017. Énergir a-t-elle réalisé des projets partiellement en mode intégré durant la même période? Si oui, est-il possible de calculer le taux d'économies potentielles pour ces projets?

Réponse :

Énergir a réalisé un projet de cas d'exception en mode partiellement intégré durant cette période. Énergir n'a toutefois pas considéré ce projet dans le cadre de son analyse puisque l'hypothèse concernant les économies potentielles de 30 % ne visait que les projets entièrement réalisés en mode intégré. Le potentiel d'économies de coûts serait moindre pour un projet partiellement réalisé en mode intégré.

Énergir rappelle que l'enveloppe des cas d'exception vise principalement à permettre la réalisation de travaux lorsque qu'une « fenêtre d'opportunité » se présente pour le développement d'un parc industriel ou des activités de repavage routier, et ce, sans égard au mode de réalisation des travaux.

SPEDE

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0019](#);
 - (ii) Pièce B-0018 (pièce confidentielle);
 - (iii) Pièce [B-0033](#), p. 1;
 - (iv) Dossier R-3987-2016, décision D-2017-094, p. 51.

Préambule :

(i) Les tableaux 1 et 2 présentent les scénarios de base des émissions de GES qu'Énergir considère avoir à couvrir pour les années 2021 à 2026. La section 4.1.2 porte sur l'évolution des prix dans le marché secondaire notamment au niveau des crédits compensatoires de la Californie.

(ii) [REDACTED]

(iii) Principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service :

| COMPOSANTES | ORDONNANCES | METHODES |
|-------------------------|--------------------------|---|
| TARIFICATION | | |
| DÉGROUPEMENT DES TARIFS | D-2001-78 | Structure et dispositions tarifaires applicables aux services et tarifs dégroupés. |
| TARIF DU SERVICE SPEDE | D-2014-171 D-2015-181 | Le prix du service SPEDE est composé (i) du prix théorique d'acquisition des nouveaux droits d'émission, (ii) de l'écart de coûts cumulatif et (iii) du coût du maintien SPEDE. |
| FRAIS REPORTÉS-SPEDE | D-2014-171 D-2015-181 | Le CFR relatif au SPEDE est maintenu hors base et est composé des éléments suivants : <ul style="list-style-type: none"> - le coût d'acquisition réel des achats de droits d'émission de GES; - les volumes d'émissions de GES d'Énergir et de ses clients valorisés au prix du service SPEDE en vigueur; - le solde net du coût d'acquisition cumulatif des droits d'émission de GES et de l'obligation en droits d'émission de GES équivalant aux revenus du service SPEDE facturé aux clients représente l'inventaire net des droits d'émission de GES; et - l'intérêt capitalisé selon le coût moyen pondéré du capital en vigueur et l'impôt sur le revenu afférent à cet intérêt. |

(iv) Dans sa décision D-2017-094, la Régie retenait la méthode alternative temporaire présentée par Énergir pour la comptabilisation du rendement lié aux CFR-SPEDE.

« [133] Conséquemment, pour l'année 2017-2018, la Régie maintient l'établissement du tarif SPEDE selon la méthode de calcul actuelle approuvée par la Régie dans sa décision D-2014-171, incluant les CFR SPEDE hors base de tarification.

[134] De plus, la Régie reconnaît que la totalité du rendement et des impôts présumés réalisée au cours de l'exercice 2018, associée à tous les CFR-SPEDE, a été perçue des clients via les revenus de SPEDE générés dans un premier temps. Elle autorise Gaz Métro à appliquer le solde résiduel des revenus en réduction du coût non amorti des droits d'émission achetés et des écarts de facturation des périodes passées ».

Le traitement comptable réglementaire des coûts du SPEDE approuvé par la Régie dans la décision précitée a été reconduit pour l'année 2019-2020 dans la décision [D-2017-135](#), rendue dans le dossier R-4018-2017.

Demandes :

12.1 Veuillez élaborer à quels types d'exclusions réfère la ligne « Autres exclusions » des tableaux de la référence (i).

Réponse :

La ligne « Autres exclusions » fait référence aux livraisons de biogaz et de GNR aux clients d'Énergir qui sont exclues du calcul des émissions à cette étape, pour ensuite être ajoutées à la ligne « Livraisons totales aux clients – GNR ».

12.2 Est-ce que la ligne « Sous total des émissions des clients à couvrir avant GNL » devrait plutôt se lire « Sous total des émissions des clients à couvrir avant GNR »?

Réponse :

Oui. Le mot GNL devrait être remplacé par GNR.

Les tableaux 1 et 2 corrigés sont présentés ci-dessous.

Tableau 1
Prévision des émissions 2021 à 2023 – Scénario de base

| Scénario de base | Unités | prév. | prév. | prév. |
|---|------------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | 2021 | 2022 | 2023 |
| Émissions sur le réseau (QC.1 et QC.29) | | | | |
| QC.1 Combustion (postes de livraison et usine LSR, incluant bureaux administratifs) | Tonnes GES | 10 311 | 10 311 | 10 311 |
| QC.29 Transport et distribution de gaz naturel | Tonnes GES | 34 157 | 34 157 | 34 157 |
| Sous-total Émissions sur le réseau | Tonnes GES | 44 468 | 44 468 | 44 468 |
| | Portion du total | 0,69% | 0,70% | 0,70% |
| Émissions des clients à couvrir (QC.30) | | | | |
| Livraisons totales aux clients (incluant le GNL à compter de 2017) | 10 ³ m ³ | 6 198 320 | 6 316 632 | 6 423 815 |
| Moins: Exclusions ventes aux Émetteurs, transport maritime et hors-Québec | 10 ³ m ³ | (2 809 066) | (2 937 789) | (3 053 017) |
| Moins: Autres exclusions | 10 ³ m ³ | (93 284) | (104 084) | (124 452) |
| Plus: Gaz perdu (autre que QC.29) | 10 ³ m ³ | 26 837 | 27 290 | 27 759 |
| Sous-total livraisons | 10³m³ | 3 322 808 | 3 302 049 | 3 274 105 |
| Facteurs d'émission de GES et correction de température 15°C à 20°C | | 1,922 | 1,922 | 1,922 |
| Sous-total des émissions des clients à couvrir avant GNR | Tonnes GES | 6 385 699 | 6 345 805 | 6 292 103 |
| Livraisons totales aux clients - GNR | 10 ³ m ³ | 93 284 | 104 084 | 124 452 |
| Moins - Exclusions GNR (grands émetteurs, transport maritime et exporté) | 10 ³ m ³ | - | - | - |
| Sous-total livraisons GNR | 10³m³ | 93 284 | 104 084 | 124 452 |
| Facteurs d'émission de GES et correction de température 15°C à 20°C | | 0,011 | 0,011 | 0,011 |
| Sous-total des émissions des clients à couvrir GNR | Tonnes GES | 1 044 | 1 165 | 1 393 |
| Sous-total des émissions des clients à couvrir | Tonnes GES | 6 386 742 | 6 346 969 | 6 293 495 |
| | Portion du total | 99,31% | 99,30% | 99,30% |
| Émissions totales à couvrir | Tonnes GES | 6 431 210 | 6 391 437 | 6 337 963 |
| | Total 3 ans | 19 160 610 | | |

Tableau 1
Prévision des émissions 2024 à 2026 – Scénario de base

| Scénario de base | Unités | prév. | prév. | prév. |
|---|------------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | 2024 | 2025 | 2026 |
| Émissions sur le réseau (QC.1 et QC.29) | | | | |
| QC.1 Combustion (postes de livraison et usine LSR, incluant bureaux administratifs) | Tonnes GES | 10 311 | 10 311 | 10 311 |
| QC.29 Transport et distribution de gaz naturel | Tonnes GES | 34 157 | 34 157 | 34 157 |
| Sous-total Émissions sur le réseau | Tonnes GES | 44 468 | 44 468 | 44 468 |
| | Portion du total | 0,71% | 0,74% | 0,75% |
| Émissions des clients à couvrir (QC.30) | | | | |
| Livraisons totales aux clients (incluant le GNL à compter de 2017) | 10 ³ m ³ | 6 424 204 | 6 424 204 | 6 424 204 |
| Moins: Exclusions ventes aux Émetteurs, transport maritime et hors-Québec | 10 ³ m ³ | (3 053 443) | (3 053 443) | (3 053 443) |
| Moins: Autres exclusions | 10 ³ m ³ | (184 812) | (280 002) | (345 664) |
| Plus: Gaz perdu (autre que QC.29) | 10 ³ m ³ | 27 760 | 27 760 | 27 760 |
| Sous-total livraisons | 10³m³ | 3 213 709 | 3 118 520 | 3 052 858 |
| Facteurs d'émission de GES et correction de température 15°C à 20°C | | 1,922 | 1,922 | 1,922 |
| Sous-total des émissions des clients à couvrir avant GNR | Tonnes GES | 6 176 035 | 5 993 103 | 5 866 915 |
| Livraisons totales aux clients - GNR | 10 ³ m ³ | 184 812 | 280 002 | 345 664 |
| Moins - Exclusions GNR (grands émetteurs, transport maritime et exporté) | 10 ³ m ³ | - | - | - |
| Sous-total livraisons GNR | 10³m³ | 184 812 | 280 002 | 345 664 |
| Facteurs d'émission de GES et correction de température 15°C à 20°C | | 0,011 | 0,011 | 0,011 |
| Sous-total des émissions des clients à couvrir GNR | Tonnes GES | 2 068 | 3 133 | 3 868 |
| Sous-total des émissions des clients à couvrir | Tonnes GES | 6 178 104 | 5 996 236 | 5 870 783 |
| | Portion du total | 99,29% | 99,26% | 99,25% |
| Émissions totales à couvrir | Tonnes GES | 6 222 571 | 6 040 704 | 5 915 251 |
| | Total 3 ans | 18 178 526 | | |

12.3 Veuillez élaborer sur le potentiel des crédits compensatoires du Québec dans le cadre de la stratégie de couverture des émissions de GES 2024-2026.

Réponse :

Énergir ne détient pas d'information spécifique sur le potentiel de crédits compensatoires du Québec autres que celles disponibles sur le site internet du gouvernement du Québec⁵.

Énergir note que cinq protocoles sont en vigueur, dont deux ont permis de générer 876 726 crédits compensatoires jusqu'à maintenant.

Énergir demeure à l'affût de tout nouveau protocole qui pourrait entrer en vigueur ou de tout nouveau projet de réduction de GES au Québec afin de maximiser le pourcentage de crédits compensatoires autorisé selon la réglementation en vigueur et les retombées positives dans l'économie verte du Québec.

12.4 Veuillez indiquer s'il y a une différence d'application entre le traitement comptable réglementaire des frais reportés-SPEDE de la référence (iii) et les principes comptables généralement reconnus des États-Unis, comme c'était le cas dans les dossiers tarifaires 2017-2018 et 2018-2019, de la référence (iv).

Réponse :

Oui, il y a une différence d'application entre le traitement comptable réglementaire des frais reportés-SPEDE de la référence (iii) et les principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

12.5 Le cas échéant, veuillez indiquer si Énergir prévoit recourir à nouveau à la méthode temporaire alternative approuvée dans la décision D-2017-094 et à partir de quelle année.

Réponse :

Énergir prévoit recourir à nouveau pour l'année tarifaire 2020-2021 à la méthode alternative approuvée successivement pour les années 2017-2018 à 2019-2020 dans les décisions D-2017-094, D-2017-135 et D-2019-028. Pour ce faire, Énergir dépose une nouvelle pièce (Énergir-J, Document 5) et amende sa demande en conséquence afin d'y ajouter une conclusion à cet effet. De plus, Énergir demande à ce que cette méthode alternative soit reconduite de manière permanente, et ce, dès l'année 2020-2021.

⁵ <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/index.htm>

Par ailleurs, Énergir a révisé la pièce B-0033 pour y inclure la méthode alternative, tel qu'approuvée par la Régie dans sa décision D-2019-028.

PGÉÉ

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0024](#), demande amendée d'Énergir;
(ii) Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), par. 425 et 426.

Préambule :

- (i) Énergir demande à la Régie de :

« **PRENDRE ACTE** du retrait du volet « Thermostats électroniques programmables » selon les échéanciers précisés à la section 3.1 de la pièce Énergir-J, Document 3 »;

- (ii) Dans sa décision D-2019-088, la Régie indique :

« [425] Jusqu'à présent, après examen des évaluations et d'autres études connexes ainsi que des résultats et prévisions des programmes et des mesures, la Régie initiait des suivis devant être traités aux dossiers réglementaires ou administratifs subséquents et visant, dans certains cas, la révision de l'offre des Distributeurs.

[426] La Régie précise que dans le nouveau contexte, elle ne compte pas déclencher ce type de suivis, à moins qu'il y ait une différence importante entre les paramètres existants et révisés par les évaluations et autres études. En effet, la Régie s'attend à ce que la révision de l'offre en efficacité énergétique entre deux Plans directeurs soit faite à l'initiative de TEQ ou des Distributeurs, en fonction des résultats des évaluations, études, données de « suivi interne » ou d'autres observations. Les Distributeurs devront consulter TEQ afin d'obtenir son aval, avant de déposer une demande d'ajustement à la marge devant la Régie ». [nous soulignons]

Demande :

- 13.1 Veuillez indiquer si Énergir a consulté et obtenu l'aval de TEQ (référence (ii)) préalablement au dépôt de sa demande à la Régie présentée à la référence (i). Veuillez élaborer.

Réponse :

Les modifications proposées par Énergir à son PGÉÉ dans le cadre du présent dossier ont été présentées à TEQ le 19 mars 2020, soit préalablement au dépôt de la Cause tarifaire 2020-2021 à la Régie.

Énergir présente, en annexe, la lettre reçue de TEQ en lien avec les modifications proposées. Après analyse, TEQ conclut que : « ces modifications ne représentent pas d'enjeu quant à la capacité du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques, adopté pour la période 2018-2023, à atteindre la cible gouvernementale en efficacité énergétique, et qu'au contraire elles pourraient s'avérer favorables ».

- 14. Références :** (i) Pièce [B-0024](#) demande amendée d'Énergir;
(ii) Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), par. 352 et 353.

Préambule :

- (i) Énergir demande à la Régie de :

« **PRENDRE ACTE** des modifications apportées aux modalités d'aides financières pour les volets « Thermostats intelligents » et « Nouvelle construction efficace » et des sous-volets « Encouragement à Implantation CII », « Encouragement à Implantation VGE – Industriel » et « Encouragement à Implantation VGE – Institutionnel » ».

- (ii) Dans sa décision D-2019-088, la Régie indique :

« [352] Les distributeurs, quant à eux, ont l'obligation, en vertu de l'article 15 de la LTEQ, d'informer TEQ dans l'éventualité où ils ne seraient pas en mesure de réaliser les programmes et les mesures sous leur responsabilité dans les délais et selon les modalités prévues au Plan directeur :

« 15. Les ministères, les organismes et les distributeurs d'énergie doivent réaliser les programmes et les mesures dont ils sont responsables en vertu du plan directeur.

Un distributeur d'énergie qui ne peut réaliser un tel programme ou une telle mesure, dans le délai et de la manière prévus au plan directeur, doit en aviser Transition énergétique Québec. Cette dernière peut, aux frais du distributeur, mettre en œuvre le programme ou la mesure qu'il est en défaut de réaliser, après lui avoir donné un avis écrit de 30 jours à cet effet ».

[353] Il s'ensuit donc, selon la Régie, que tout distributeur qui souhaite présenter une modification à un programme ou à une mesure dans un dossier tarifaire aux fins de la reconnaissance d'un montant différent de celui approuvé dans le cadre du présent dossier, devra en avoir préalablement informé TEQ, qui pourrait appuyer la modification ». [nous soulignons]

Demande :

- 14.1 Veuillez indiquer si Énergir a informé TEQ (référence (ii)) préalablement au dépôt de sa demande à la Régie à la référence (i). Veuillez élaborer et indiquer si, le cas échéant, TEQ appuie les modifications en lien avec la demande d'Énergir à la référence (i).

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 13.1.

IMPACT DES AJUSTEMENTS BUDGÉTAIRES

15. Référence : Pièce [B-0017](#), p. 41.

Préambule :

Tableau 12 : Part du PGEÉ au revenu requis de distribution

| | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 |
|----------------|-----------|-----------|-----------|
| Plan directeur | 0,863 % | 0,879 % | 0,867 % |
| CT 2020-2021 | 0,856 % | 0,878 % | 1,016 % |

Demande :

15.1 Veuillez déposer les données (coût de service détaillé) à partir desquelles a été calculée la part du PGEÉ au revenu requis de distribution pour chacune des années du tableau 12 en préambule.

Réponse :

Il est à noter qu'au moment de l'élaboration de la pièce B-0017, le coût de service de distribution n'était pas encore disponible. En conséquence, pour les fins de l'exercice, un coût de service de départ, avant l'effet annuel du PGEÉ, estimé à 560 M\$ a été utilisé et ce, pour les deux scénarios présentés (Plan directeur et CT 2020-2021). Il importe de préciser que cette analyse vise à faire ressortir la variation en termes de proportion du PGEÉ au revenu requis de distribution entre les deux scénarios.

Ainsi, la différence entre les pourcentages, du plan directeur et de la CT 2021, pour chacune des années correspond à l'effet marginal de la proposition d'Énergir sur la part du PGEÉ au revenu requis de distribution. Le tableau suivant présente les données de base pour le calcul des pourcentages présentés au tableau cité en préambule.

| IMPACT TARIFAIRE (en 000\$) | 2021 | 2022 | 2023 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--|---------------|------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Base de tarification | | | | | | |
| Solde au début ^(a) | - | 25 934 | 50 863 | - | 24 856 | 53 481 |
| Plus: Additions-aides financières | 25 934 | 27 523 | 28 790 | 24 856 | 31 110 | 38 221 |
| Moins: Amortissement-aides financières | - | (2 593) | (5 346) | - | (2 486) | (5 597) |
| Solde à la fin ^(b) | 25 934 | 50 863 | 74 308 | 24 856 | 53 481 | 86 105 |
| Moyenne 13 soldes ^{((a)+(b) / 2)} | 12 967 | 38 398 | 62 585 | 12 428 | 39 168 | 69 793 |
| Revenu requis | | | | | | |
| OPEX - PGEÉ | 3 853 | 4 264 | 4 592 | 3 853 | 4 264 | 4 592 |
| Amortissement | - | 2 593 | 5 346 | - | 2 486 | 5 597 |
| Impôt ⁽¹⁾ | 180 | 532 | 868 | 172 | 543 | 968 |
| Rendement ⁽²⁾ | 842 | 2 492 | 4 062 | 807 | 2 542 | 4 530 |
| Revenu requis | 4 875 | 9 881 | 14 867 | 4 832 | 9 834 | 15 686 |
| Différentiel par rapport à l'année précédente | 4 875 | 5 007 | 4 986 | 4 832 | 5 002 | 5 852 |
| Revenu requis en Distribution AVANT effet du PGEÉ | 560 000 | ⁽³⁾ 564 875 | 569 881 | 560 000 | 564 832 | 569 834 |
| Effet annuel du PGEÉ sur le coût de service | 4 875 | 5 007 | 4 986 | 4 832 | 5 002 | 5 852 |
| Revenu requis en Distribution APRÈS effet du PGEÉ | 564 875 | 569 881 | 574 867 | 564 832 | 569 834 | 575 686 |
| Part du PGEÉ sur le revenu requis en % ⁽⁴⁾ | 0,863% | 0,879% | 0,867% | 0,856% | 0,878% | 1,016% |

⁽¹⁾ impôt à 26,5% selon taux de la CT 2020

⁽²⁾ rendement de 6,49% selon coût moyen pondéré de la CT 2020

⁽³⁾ estimé du coût de service de distribution avant PGEÉ pour l'année 2021

⁽⁴⁾ tableau 12, B-0017

THERMOSTATS

16. **Références :**
- (i) [Rapport d'évaluation des programmes Thermostats électroniques programmables et intelligents](#), Dunsky, novembre 2019, p. iii;
 - (ii) Pièce [B-0017](#), p. 13;
 - (iii) Pièce [B-0017](#), Annexe A;
 - (iv) Pièce [B-0017](#), p. 14.

Préambule :

- (i) « Suivant ces observations, pour améliorer le volet nous recommandons à Énergir de :
- [...];
 - Sensibiliser les participants (passés et futurs) à l'importance de configurer et/ou programmer leurs thermostats programmables et intelligents;
 - Former les participants (passés et futurs) aux bonnes pratiques de programmation des thermostats, telles que fournir des conseils sur les températures de consignes optimales et l'activation de fonctionnalités avancées;
 - Éduquer les installateurs sur les bénéfices et le fonctionnement des thermostats intelligents;
 - Mettre en place une stratégie de commercialisation auprès des constructeurs afin qu'ils installent davantage de thermostats intelligents dans leurs nouvelles constructions;
 - Adopter la certification ENERGY STAR comme critère d'admissibilité des thermostats intelligents.

Nous recommandons également à Énergir, afin de faciliter la prochaine évaluation et le suivi du volet :

- D'obtenir des données de fabricants (ex. : NEST et Ecobee) et de l'EPA pour améliorer l'estimation des économies d'énergie;
 - D'améliorer la qualité des données pour les modèles de thermostats installés et le contexte d'installation, de collecter des informations additionnelles pour mesurer les économies d'électricité et d'adapter les questionnaires des sondages auprès des participants au contexte spécifique des thermostats intelligents (ex. : varier les questions en fonction des fonctionnalités des thermostats intelligents);
 - De tenir compte de l'abaissement de température additionnel chez les participants passés découlant des actions d'Énergir pour le calcul des économies d'énergie ».
- (ii) « Dans ce contexte, Énergir n'acceptera plus de nouvelles demandes d'aide financière pour l'installation de thermostats électroniques programmables au-delà du 30 septembre 2020. [...]

Également, la date limite pour le versement des aides financières pour toutes les demandes reçues avant le 30 septembre 2020 serait fixée au 30 septembre 2021 ».

(iii) Annexe A : Fiches de volets et sous-volets visés par des modifications à la marge.

(iv) « Ainsi, les prévisions de participation pourraient être révisées sur la base des hypothèses suivantes :

- 2020-2021 : basé sur l'historique de participation¹³, réduction de 650 participants (-46 %) pour les thermostats électroniques programmables et récupération de 450 (+69 %) de ces participants pour les thermostats intelligents;
- 2021-2022 : réduction de 1 350 participants (-100 %) pour les thermostats électroniques programmables et récupération de 1 080 (+80 %) de ces participants pour les thermostats intelligents; et
- 2022-2023 : réduction de 1 300 participants (-100 %) pour les thermostats électroniques programmables et récupération de 1 300 (+100 %) de ces participants pour les thermostats intelligents ».

Demandes :

16.1 Veuillez préciser comment Énergir compte donner suite aux recommandations de l'évaluateur à la référence (i), le cas échéant, pour améliorer la performance énergétique des volets et les données de la prochaine évaluation et les suivis des volets.

Réponse :

Les actions entreprises ou à venir d'Énergir afin de faire suite aux recommandations de l'évaluateur (référence (i)) sont présentées dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 1

Actions d'Énergir faisant suite aux recommandations de l'évaluateur pour les thermostats intelligents

| RECOMMANDATIONS DE L'ÉVALUATEUR | ACTIONS D'ÉNERGIR |
|--|---|
| <p>Sensibiliser les participants à l'importance de configurer et/ou de programmer leurs thermostats intelligents</p> <p>Former les participants aux bonnes pratiques de programmation des thermostats intelligents</p> | <p>Énergir entend intensifier ses efforts de sensibilisation de manière plus ciblée auprès des participants passés et futurs.</p> <p>Énergir a débuté des travaux visant à revoir sa stratégie de communication auprès des participants au volet et considère notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'envoi de communications dès l'arrivée du participant dans le programme; - l'élaboration de contenus sur les conseils et bonnes pratiques d'utilisation du thermostat intelligent. <p>Énergir a d'ailleurs déjà communiqué aux participants les avantages du thermostat intelligent et des conseils de programmation via :</p> <ul style="list-style-type: none"> - un article et un quiz sur son blogue; - des publications Facebook; - son site web. |
| <p>Éduquer les installateurs sur les bénéfices et le fonctionnement des thermostats intelligents</p> | <p>En 2020, Énergir prévoit reprendre la formule de formation utilisée auprès des PCGN au sujet du thermostat programmable et l'adapter pour les thermostats intelligents.</p> <p>De plus, Énergir a mis à jour le contenu de son cours en ligne offert aux PCGN sur les programmes d'efficacité énergétique. La promotion de cette formation qui traite notamment des thermostats intelligents et de leurs avantages sera effectuée auprès des PCGN au courant de l'été 2020.</p> <p>Des fiches aide-mémoire en ligne seront également accessibles pour les PCGN.</p> |
| <p>Mettre en place une stratégie de commercialisation auprès des constructeurs</p> | <p>Les représentants d'Énergir sont déjà en contact direct avec les constructeurs et agissent comme principale source d'information auprès de ceux-ci en ce qui a trait aux différents programmes d'efficacité énergétique offerts.</p> <p>Énergir a transmis des communications spécifiques au sujet des thermostats intelligents aux représentants dans le but d'en clarifier les conditions d'admissibilité auprès des constructeurs.</p> <p>Énergir travaille actuellement sur une communication spécifique qui sera envoyée directement aux constructeurs dans le but de les sensibiliser à l'existence des thermostats intelligents, son utilisation et ses bénéfices.</p> |
| <p>Adopter la certification <i>Energy Star</i> comme critère d'admissibilité des thermostats intelligents</p> | <p>Énergir a déjà adopté la certification <i>Energy Star</i> comme critère d'admissibilité des thermostats intelligents.</p> |

Tableau 2

**Actions d'Énergir faisant suite aux recommandations de l'évaluateur
pour les évaluations futures du volet des thermostats intelligents**

| RECOMMANDATIONS DE L'ÉVALUATEUR | ACTIONS D'ÉNERGIR |
|---|---|
| Obtenir des données de partenaires pour améliorer l'estimation des économies d'énergie | Énergir tentera à nouveau d'entrer en contact avec les manufacturiers et la U.S. EPA pour évaluer les opportunités de partenariat. |
| Améliorer la qualité des données et collecter des informations additionnelles | Les données en lien avec le contexte d'installation et le type d'appareil seront dorénavant disponibles pour le prochain mandat d'évaluation. Cependant, Énergir évaluera la façon la plus optimale de recueillir des informations en lien avec le type de système de chauffage installé. |
| Personnaliser les questions du sondage au contexte des thermostats intelligents | La recommandation de l'évaluateur sera prise en compte au moment de l'élaboration des méthodologies du prochain mandat d'évaluation pour le volet des thermostats intelligents. |
| Tenir compte de l'abaissement additionnel chez les participants passés | Énergir ne prévoit aucune action à court terme en lien avec cette recommandation. |

- 16.2 Considérant que le volet *Thermostats électroniques programmables* générera des économies d'énergie jusqu'au 30 septembre 2021 (référence (ii)), veuillez présenter la fiche reflétant la modification à la marge du volet pour l'année 2020-2021, comme celles présentées en référence (iii).

Réponse :

La fiche pour le volet *Thermostats électroniques programmables* est présentée ci-dessous.

| | Prévision 2020-2021 | Prévision 2021-2022 | Prévision 2022-2023 |
|--|------------------------|------------------------|------------------------|
| Paramètres du volet | | | |
| Économies unitaires (m ³) | 33 | S.O. | S.O. |
| Surcoût (\$) | 70 | S.O. | S.O. |
| Opportuniste (%) | 21 | S.O. | S.O. |
| Entraînement (%) | 0 | S.O. | S.O. |
| Coûts évités (\$/m ³) | 0,261 | S.O. | S.O. |
| Bénévolat (m ³) | 4 432 | S.O. | S.O. |
| Durée de vie (ans) | 12 | S.O. | S.O. |
| Données du volet | | | |
| Nombre de participants brut | 750 | S.O. | S.O. |
| Économies d'énergie brutes (m ³) | 24 750 | S.O. | S.O. |
| Économies d'énergie nettes (m ³) | 23 985 | S.O. | S.O. |
| Aide financière unitaire (\$) | 25 | S.O. | S.O. |
| Aide financière totale (\$) | 18 750 | S.O. | S.O. |
| Frais d'exploitation (\$) | | | |
| Développement et formation | 573 | S.O. | S.O. |
| Commercialisation | 1 448 | S.O. | S.O. |
| Suivi et évaluation | 0 | S.O. | S.O. |
| Administration | 19 536 | S.O. | S.O. |
| Total | 21 558 | S.O. | S.O. |
| Coûts du volet (\$) | | | |
| Aide financière | 18 750 | S.O. | S.O. |
| Frais d'exploitation | 21 558 | S.O. | S.O. |
| Total | 40 308 | S.O. | S.O. |
| Test de rentabilité | | | |
| TCTR (\$) | 4 813 | S.O. | S.O. |
| TCTR ratio | 1,07 | S.O. | S.O. |
| TAP | 34 937 | S.O. | S.O. |
| TAP ratio | 1,91 | S.O. | S.O. |
| TP (\$) | 90 214 | S.O. | S.O. |
| TNT (\$) | (75 967) | S.O. | S.O. |

16.3 Veuillez préciser comment les paramètres mis à jour par l'évaluateur ont été intégrés dans les prévisions présentées à la référence (iv).

Réponse :

Les paramètres ont été mis à jour à la suite de l'évaluation des volets *Thermostats électroniques programmables et intelligents*, conformément à ceux présentés dans le Rapport de la référence (i).

Énergir réfère la Régie à la fiche présentée en réponse à la question 16.2 pour plus de détails concernant le volet *Thermostat électronique programmable* et à la pièce B-0017, Énergir-J, Document 3, Annexe A, page 2 pour le volet *Thermostat intelligent*.

NOUVELLE CONSTRUCTION EFFICACE

17. **Références :**
- (i) [Rapport d'évaluation du volet Nouvelle construction efficace](#), Econoler, 21 décembre 2018, p. 36 ;
 - (ii) Pièce [B-0017](#), Annexe A, p. 3 ;
 - (iii) [Rapport d'évaluation du volet Nouvelle construction efficace](#), Econoler, 21 décembre 2018, p. 37 ;
 - (iv) [Rapport d'évaluation du volet Nouvelle construction efficace](#), Econoler, 21 décembre 2018, p. 28.

Préambule :

(i) « Econoler suggère toutefois à Énergir de revoir le critère qui limite l'aide financière à 75 % des coûts totaux d'investissement du bâtiment. Considérant les données disponibles sur les coûts d'investissement, cette borne apparaît maintenant trop élevée. D'ailleurs, aucun projet du volet PE235 n'a eu son aide financière limité par ce facteur ».

[...]

« L'étude du processus interne de validation des dossiers, la révision de la base de données du volet et la révision d'un échantillon de dossiers de projet ont révélé que la gestion des données est satisfaisante et cohérente, quoique des améliorations restent possibles, notamment pour la saisie des mesures implantées et le coût total du projet. [nous soulignons]

(ii)

Fiche du volet Nouvelle construction efficace

| | Prévision 2020-2021 | Prévision 2021-2022 | Prévision 2022-2023 |
|---------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Paramètres du volet | | | |
| Économies unitaires (m ³) | 70 579 | 70 579 | 70 579 |
| Surcoût (\$) * | 354 381 | 354 381 | 354 381 |

* La valeur issue de l'évaluation 2019 a été ajustée pour la période 2021-2023 afin de tenir compte de la taille moyenne des projets prévus au cours de cette période.

(iii) À la suite d'une analyse basée sur une revue de la littérature et les avis des ingénieurs impliqués dans le volet PE235, Econoler juge que 5 % est une valeur appropriée pour établir le coût incrémental moyen des bâtiments construits dans le cadre du volet PE235. Ce coût incrémental inclut le coût complet de certaines mesures qui génèrent à la fois des économies de gaz naturel et des économies électriques ». [nous soulignons]

(iv) Coût incrémental révisé par l'évaluateur.

Tableau 13 : Coût incrémental

| Coût total moyen (45 projets) | Coût incrémental (%) | Coût incrémental (\$) | Coût incrémental excluant les appareils subventionnés par d'autres volets d'Énergir (\$) |
|-------------------------------|----------------------|-----------------------|--|
| 15 628 154 \$ | 5 % | 744 198 \$ | 706 458 \$ |

Demandes :

- 17.1 Veuillez préciser comment Énergir compte donner suite aux conclusions et suggestions de l'évaluateur à la référence (i), le cas échéant.

Réponse :

En juillet 2019, Énergir a apporté des modifications aux modalités du volet *Nouvelle construction efficace* afin de donner suite aux conclusions et suggestions de l'évaluateur à la référence (i). Ainsi, les nouvelles demandes reçues après le 15 juillet 2019 ne pourront obtenir une aide financière supérieure à 75 % des surcoûts d'investissement et ceux-ci seront estimés par Énergir à 5 % des coûts totaux, conformément à la méthodologie retenue par l'évaluateur (référence (iv)). Les coûts totaux et les surcoûts ainsi déterminés pour ces demandes seront saisis dans la base de données du volet, une fois les projets complétés.

- 17.2 Veuillez concilier les résultats et la méthode de calcul ajustés à l'interne pour établir le coût incrémental moyen de la référence (ii) aux résultats et à la méthode utilisée par l'évaluateur en références (iii) et (iv).

Réponse :

Le coût incrémental déterminé par l'évaluateur et présenté aux références (iii) et (iv) a été ajusté à la baisse par Énergir, comme présenté à la référence (ii), afin de tenir compte du fait que la taille des projets prévus pour la période 2020-2021 à 2021-2023 sera inférieure à celle observée par l'évaluateur durant la période visée par l'évaluation.

Pour établir le coût incrémental prévisionnel de 354 381 \$ (référence (ii)), Énergir a multiplié le coût incrémental unitaire découlant des travaux d'évaluation de 5,02 \$/m³ (surcoût de 705 458 \$ (référence (ii)) ÷ économies unitaires de 140 500 m³ ⁶) par les économies unitaires prévues de 70 579 m³ (référence (ii)).

⁶ [Rapport d'évaluation du volet Nouvelle construction efficace](#), Econoler, 21 décembre 2018, p. 35.

ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION

- 18. Références :** (i) [Rapport d'évaluation du volet *Études et implantation du programme Diagnostics et mise en œuvre efficaces pour les marchés CII et VGE*](#), Econoler, 3 décembre 2019, p. 38;
(ii) Pièce [B-0017](#), p. 26.

Préambule :

(i) « Depuis le 1er février 2018, Énergir utilise une nouvelle méthode de calcul de coûts qui permet d'établir plus facilement le coût incrémental des mesures implantées. Le nombre de dossiers utilisant cette nouvelle méthode de calcul des coûts est toutefois limité à seulement deux dossiers pour la période évaluée (un dossier du sous-volet PE208 et un dossier du sous-volet PE218). Ainsi, puisque la base de données de la période évaluée contient les valeurs de coût total des mesures plutôt que de surcoût, Econoler propose de continuer d'appliquer la même méthode que celle utilisée lors de la précédente évaluation pour déterminer le coût incrémental aux fins du calcul du TCTR jusqu'à ce que le nombre de dossiers soumis selon la nouvelle méthode de calcul de coûts soit suffisant pour établir un coût incrémental moyen associé à chaque volet ». [nous soulignons]

(ii) « Les résultats de l'analyse des surcoûts présentés à la section 5.1.3 ont été obtenus à partir des dossiers payés pour la période de 2014-2015 à 2017-2018. Il est cependant à noter qu'Énergir a modifié les critères de ces sous-volets en 2017-2018 et exige depuis ce temps que les surcoûts des mesures implantées soient fournis par les participants.

En ajoutant les dossiers payés de la période du 1er octobre 2018 au 30 septembre 2019, il est possible de déterminer plus précisément le niveau réel de couverture des surcoûts par les aides financières versées pour chacun des sous-volets.

Cet exercice démontre que les aides financières reçues par les participants du sous-volet Encouragement à l'implantation CII (PE208) correspondent en moyenne à 14 % du surcoût moyen, alors que pour le sous-volet Encouragement à l'implantation VG - Industriel (PE218), l'aide financière correspond à 8 % du surcoût moyen et que celle du sous-volet Encouragement à l'implantation VGE - Institutionnel (PE219) ne couvre que 9 % du surcoût moyen ». [nous soulignons]

Demandes :

- 18.1 Veuillez détailler, pour chacun des sous-volets PE208 et PE218, les surcoûts en fonction de la nouvelle méthodologie de calcul à la référence (i), ventilé en fonction des regroupements de PRI.

Réponse :

Le tableau suivant présente, pour chacun des sous-volets PE208 et PE218, le nombre de projets et la moyenne des surcoûts en fonction de la nouvelle méthodologie de calcul à la référence (i), ventilé en fonction des regroupements de PRI. Il est difficile de tirer des conclusions définitives, car le nombre de projets est limité par regroupement de PRI : 16 projets pour le sous-volet PE208 et 20 projets pour le sous-volet PE218.

| Volet | PRI < 1 an | | PRI 1 à 2 ans | | PRI 2 à 3 ans | | PRI 3 à 5 ans | | PRI 5 à 7 ans | | PRI 7 à 20 ans | | PRI > 20 ans | |
|-------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| | Nombre projets | Surcoût moyen |
| PE208 | 0 | - \$ | 0 | - \$ | 2 | 63 932 \$ | 1 | 238 137 \$ | 1 | 535 513 \$ | 11 | 391 909 \$ | 1 | 462 109 \$ |
| PE218 | 0 | - \$ | 1 | 641 683 \$ | 1 | 2 686 594 \$ | 8 | 1 948 450 \$ | 4 | 1 712 601 \$ | 6 | 3 080 855 \$ | 0 | - \$ |

- 18.2 Veuillez déposer les données et la méthodologie utilisées pour établir les pourcentages du surcoût moyen couverts par les aides financières présentés en référence (ii).

Réponse :

Les données utilisées pour établir les pourcentages du surcoût moyen couverts par les aides financières présentés en référence (ii), soit les aides financières moyennes et les surcoûts moyens, sont présentées au Tableau 8 de la pièce B-0017, Énergir-J, Document 3, sous le scénario actuel⁷ et sont reproduites dans le tableau ci-dessous. Ces pourcentages (colonne C) ont été obtenus pour chaque volet en divisant l'aide financière moyenne des projets étudiés (colonne A) par le surcoût moyen des mesures pour ces mêmes projets (colonne B).

| Volet | Aide financière moyenne (A) | Surcoût moyen (B) | % de couverture (C = A/B) |
|-------|-----------------------------|-------------------|---------------------------|
| PE208 | 22 527 \$ | 164 579 \$ | 14 % |
| PE218 | 94 573 \$ | 1 176 391 \$ | 8 % |
| PE219 | 97 846 \$ | 1 048 387 \$ | 9 % |

Les surcoûts moyens présentés ci-dessus (B) proviennent de la base de données de l'évaluateur couvrant les dossiers payés entre 2014-2015 et 2017-2018 (référence (ii)), auxquels Énergir a ajouté les dossiers payés de la période du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 (référence (ii)). Soulignons que ces derniers dossiers reflètent la nouvelle méthode de calcul des surcoûts qui est effective depuis le 1^{er} février 2018.

⁷ Pièce B-0017, p. 32.

Les aides financières moyennes présentées ci-dessus (A) reflètent l'application des modalités actuelles d'appui financier pour les dossiers contenus dans la base données de l'évaluateur et les dossiers payés de la période du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019.

NOUVELLES MODALITÉS DU CASEP

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), Annexe 1, p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0015](#), Annexe 2;
 - (iii) Pièce [B-0015](#), Annexe 1, p. 2;
 - (iv) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0174](#), p. 26;
 - (v) Pièce [B-0015](#), p. 3;
 - (vi) Pièce [B-0015](#), p. 4;
 - (vii) Pièce [B-0015](#), Annexe 1, p. 4.

Préambule :

(i) « *Les formes d'énergies admissibles pour la conversion vers le gaz naturel sont les suivantes :*

- *les produits pétroliers, pour les conversions impliquant le déplacement de distillats moyens et lourds (par exemple, mazout n° 2 et mazout n° 6);*
- *le bois, pour les conversions impliquant des systèmes de combustion peu efficaces et polluants; et*
- *le charbon.*

Pour les systèmes biénergie, seules les conversions impliquant le remplacement de l'électricité-mazout par l'électricité-gaz naturel sont admissibles ». [nous soulignons]

(ii) « *Annexe 2 : Texte 2007 du CASEP* ».

(iii) « *Une somme annuelle incluse au coût de service d'Énergir, dont le montant est autorisé par la Régie de l'énergie, est versée au CASEP. Le solde du Compte est rémunéré au coût moyen pondéré du capital et les intérêts courus sont versés au Compte. Le Compte peut être alimenté à partir de sources de financement externes à Énergir* ». [nous soulignons]

(iv) Énergir présente, dans le cadre du rapport annuel 2018-2019, le nombre de clients et les subventions du CASEP en fonction des profils de clients et des combinaisons de programmes.

| PROFILS DE CLIENTS | CASEP | | CASEP + PRC | | CASEP + PGEE | | CASEP + PRC + PGEE | | TOTAUX | |
|---------------------------------------|------------------------|---------------|------------------------|----------------|------------------------|----------------|------------------------|----------------|------------------------|------------------|
| | N ^o clients | CASEP (8) | N ^o clients | CASEP (8) | N ^o clients | CASEP | N ^o clients | CASEP (8) | N ^o clients | CASEP (8) |
| Résidentiel - densification de réseau | 3 | 4 784 | 46 | 77 531 | 4 | 8 399 | 270 | 453 413 | 323 | 544 127 |
| CII - densification de réseau | 4 | 24 559 | 44 | 92 017 | 6 | 43 058 | 82 | 178 505 | 136 | 338 139 |
| Résidentiel - mini-extension | 1 | 2 126 | 0 | 0 | 4 | 8 293 | 0 | 0 | 5 | 10 419 |
| CII - mini-extension | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 143 740 | 0 | 0 | 10 | 143 740 |
| TOTAUX | 8 | 31 470 | 90 | 168 548 | 24 | 203 490 | 352 | 631 918 | 474 | 1 033 675 |

(v) « Énergir propose de traiter les OMA au CASEP de la même manière que ce qui est prévu au texte du PRC, et ce, tant pour l'exigibilité, les exclusions et le calcul du montant compensatoire. Sommairement, le texte du PRC prévoit que seuls les clients ayant une consommation annuelle de plus de 125 000 m³ doivent avoir une OMA et que le montant compensatoire exigé ne peut excéder le montant total versé, divisé par la durée du contrat en années ». [nous soulignons]

(vi) « Le texte actuel du CASEP précise que les « montants puisés dans ce compte de substitution seront déterminés en fonction de ce qui sera en moyenne requis pour amener le point mort tarifaire au même niveau que celui du plan de développement [...] ». Énergir propose de retirer ce critère au nouveau texte du CASEP afin de simplifier l'administration du Compte, l'octroi des subventions versées et la détermination des contributions.

La décision D-2018-080 rendue au dossier R-3867-2013 prévoit que tous les projets de développement doivent afficher un indice de rentabilité (IP) de 1,0 ou plus et que le portefeuille des projets d'Énergir doit avoir un IP d'au moins 1,3. Ces seuils de rentabilité s'appliquent aussi aux projets qui bénéficient du CASEP. Il n'est donc pas nécessaire de leur imposer des critères de rentabilité différents ».

(vii) « Énergir fait un suivi agrégé des projets réalisés grâce à l'utilisation des sommes du CASEP au dossier d'examen du rapport annuel. Ce suivi comprend les informations suivantes :

- nombre de projets réalisés dans l'année financière;
- volume déplacé par source d'énergie (en mètres cubes équivalents);
- investissements requis d'Énergir, selon qu'il s'agisse de conduites et de branchements ou d'une aide financière (PRC); et
- sommes utilisées du CASEP. »

Demandes :

19.1 Veuillez confirmer que les systèmes biénergie admissibles au CASEP, selon les modalités de 2007 à la référence (ii), sont les conversions impliquant le remplacement de l'électricité-mazout par l'électricité-gaz naturel, tel que prévu aux nouvelles modalités à la référence (i). Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir le confirme.

19.2 Veuillez préciser les « *sources de financement externes à Énergir* » à la référence (iii).

Réponse :

Actuellement, il n'y a pas de source de financement externe. Il pourrait s'agir d'une contribution financière d'un tiers au solde du CASEP.

19.3 Veuillez commenter la possibilité de présenter, dans le cadre des prochains rapports annuels, les informations dans le tableau à la référence (iv).

Réponse :

Le suivi proposé s'apparente au suivi qu'Énergir fait déjà dans le cadre du suivi du PRC et du PRRC au rapport annuel⁸. À l'instar de ce suivi, le suivi proposé présenterait des statistiques sur le nombre de participants ayant reçu une aide financière d'un ou plusieurs programmes d'Énergir (CASEP, PRC/PRRC et PGEÉ), mais selon une autre classification.

Bien qu'il soit possible de faire un tel suivi au rapport annuel, Énergir soumet que ce type de portrait statistique serait plus pertinent lors d'une évaluation ponctuelle des offres commerciales d'Énergir, plutôt qu'annuellement.

19.4 Veuillez déposer la référence concernant le texte du PRC proposé pour le traitement des OMA (référence (v)).

⁸ Voir le tableau à la section 5 (Statistiques sur les participants aux PGEÉ ayant reçu des aides financières) de la pièce B-0155 (Énergir-14, Document 5) déposée au Rapport annuel 2019 (R-4114-2019).

Réponse :

Une copie du texte du PRC en vigueur est versée en annexe Q-19.4. Voir les articles 2.4.1 à 2.4.5 ainsi que l'article 2.4.10.

- 19.5 Veuillez expliquer pourquoi le nouveau CASEP ne prévoit pas d'information sur la rentabilité (référence (vi)) des projets réalisés grâce à l'utilisation du CASEP dans le cadre du rapport annuel (référence (vii)).

Réponse :

Le suivi de la rentabilité au rapport annuel (référence (vii)) n'est plus pertinent dans la mesure où le critère de rentabilité retenu pour chaque projet (référence (vi)) est celui prévu à la décision D-2018-080, soit un indice de profitabilité (IP) de 1,0 plutôt que le critère du texte 2007 du CASEP qui visait à amener le point mort tarifaire d'un projet au même niveau que celui du plan de développement.

COUTS DE SERVICE

20. Référence : Pièce [B-0062](#).

Préambule :

Énergir présente l'évolution du revenu net d'exploitation pour l'année 4/8 2020, les causes tarifaires 2019-2020 et 2020-2021 et des explications sur les principaux écarts.

Demande :

20.1 Au tableau de la page 1, pour l'année 4/8 2020, Énergir présente à la ligne 18, un trop-perçu de 833 k\$. À la note D) de la page 2, Énergir indique que « *Le manque à gagner anticipé à la prévision 4/8 2020 découle essentiellement des éléments suivants :* ». Les explications qui suivent sont en lien avec cet énoncé.

Veillez confirmer que, pour l'année 4/8 2020, Énergir prévoit un trop-perçu de 833 K\$ et non un manque à gagner. Dans l'affirmative, veuillez déposer une mise à jour de la pièce B-0062 afin de réviser l'explication présentée en page 2.

Réponse :

Énergir le confirme. Énergir dépose une version révisée de la pièce B-0062, Énergir-N, Document 3.

CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

21. Référence : Dossier R-4018-2017, Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 131, par. 551.

Préambule :

« [551] Toutefois, bien que les modalités applicables à la remise des dépôts aux clients soient prévues au texte des CST, la Régie demande à Énergir de prévoir un processus d'information additionnel auprès des clients pour le remboursement des dépôts dont le solde est inférieur à 5 \$ ».

Demande :

21.1 Veuillez indiquer si Énergir a prévu un processus d'information additionnel auprès des clients pour le remboursement des dépôts dont le solde est inférieur à 5 \$. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le client est informé sur sa facture finale, lorsque celle-ci est au crédit, à la suite d'un déménagement ou d'une fermeture de compteur. Voici un exemple tiré d'une facture :



| | |
|-----------------|------------------------|
| Montant courant | 18,53 \$ |
| Montant total | 16,54 \$ ^{cr} |

Informations supplémentaires au verso. Copie à conserver pour vos dossiers.
Détacher et retourner avec votre paiement.

Québec, le 27 mai 2020

M. Vincent Pouliot
Chef de service
Marché du carbone et efficacité énergétique
Énergir
1717, rue du Havre
Montréal (Québec) H2K 3X3

Objet : Plan global en efficacité énergétique 2020-2021 déposé par Énergir
auprès de la Régie de l'énergie

Monsieur,

Nous avons reçu les modifications proposées par Énergir à son Plan global en efficacité énergétique (PGEE) 2020-2021. Après examen, Transition énergétique Québec considère que ces modifications ne représentent pas d'enjeu quant à la capacité du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques, adopté pour la période 2018-2023, à atteindre la cible gouvernementale en efficacité énergétique, et qu'au contraire elles pourraient s'avérer favorables.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.



Michèle St-Jean
Directrice générale des affaires stratégiques

PROGRAMME DE RABAIS A LA CONSOMMATION (PRC)

**EN VIGUEUR
AU 1^{ER} DECEMBRE 2018**

Approuvé par la décision D-2018-158 de la Régie de l'énergie

1 DÉFINITIONS

Dans le Programme de rabais à la consommation (PRC), les mots et abréviations suivants ont le sens qui leur est donné ci-dessous :

| | |
|-----------------------------------|---|
| Bénéficiaire | Personne à qui le distributeur octroie un PRC. |
| Distributeur | Énergir |
| Régie | Régie de l'énergie |
| Client | Une personne physique ou morale, une société ou un organisme ayant conclu un contrat avec le distributeur. |
| Client résidentiel | Personne encourant des dépenses admissibles pour un immeuble unifamilial, un condominium individuel, un duplex ou un triplex. |
| OMA – programme commercial | Engagement contractuel du bénéficiaire à consommer un volume annuel de gaz naturel minimal pour avoir droit au PRC. Le volume annuel de gaz naturel est établi en fonction du volume de consommation du client nécessaire à la rentabilisation, pour Énergir du montant consenti en vertu du PRC. |

2 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

2.1 Champs d'application

L'objectif du PRC est de favoriser la consommation du gaz naturel par l'implantation d'équipements utilisant ce combustible.

2.1.1 Ces implantations d'équipements doivent s'inscrire à l'intérieur de l'un des deux champs d'application suivants :

- L'augmentation des volumes de gaz retirés chez un client existant.
- La réalisation d'une nouvelle vente de gaz chez un nouveau client.

2.2 Admissibilité

2.2.1 Le PRC peut être offert à un bénéficiaire qui encourt des dépenses admissibles visées à l'article 2.5.

2.3 Nature et limite du PRC

2.3.1 Le montant versé en vertu du PRC est établi de manière à offrir au bénéficiaire de rentabiliser, de façon juste et raisonnable, l'implantation de nouveaux équipements utilisant le gaz naturel.

2.3.2 La valeur des mensualités prévues être versées au cours de la période contractuelle est actualisée au taux pondéré du coût en capital prospectif du distributeur, tel qu'approuvé par la Régie et en vigueur au moment où le contrat est signé par le distributeur.

2.3.3 Le montant en ¢/m³ versé en vertu du PRC est établi en multipliant la valeur d'une mensualité en dollars (\$) par 12 X 100 et en divisant ce produit par la consommation annuelle minimale à laquelle le client s'est engagé.

2.3.4 Le montant en ¢/m³ versé en vertu du PRC ne doit pas être supérieur à 100 % du taux unitaire moyen du tarif de service de distribution convenu avec le client.

2.3.5 Les montants versés en vertu du PRC devront permettre au distributeur d'assurer la rentabilité du raccordement.

- 2.3.6 Le versement en vertu du PRC s'effectuera sous forme d'un seul paiement ou, sur demande du client, en versements mensuels fixes répartis sur la période contractuelle.
- 2.3.7 Le montant total versé en vertu du PRC ne peut dépasser 100 % des dépenses admissibles.
- 2.3.8 Le distributeur ne peut, par le versement d'un PRC, être tenu responsable des dettes ou engagements financiers du bénéficiaire.

2.4 Conditions à l'obtention du PRC

- 2.4.1 Pour être éligible au PRC, le bénéficiaire doit s'engager par contrat à consommer du gaz naturel pour un terme initial d'au moins cinq ans.
- 2.4.2 Le bénéficiaire doit respecter son OMA – programme commercial.
- 2.4.3 Si le bénéficiaire ne consomme pas le volume minimal annuel au cours de l'une ou l'autre des périodes de 12 mois convenues au contrat, Énergir arrêtera les versements mensuels et réclamera, s'il y a lieu, une compensation pour les paiements déjà versés au client pour la partie correspondante du montant versé en vertu du PRC.
 - 2.4.3.1 Le montant réclamé sera égal à l'écart entre le volume consommé et le volume minimal annuel pour l'année contractuelle visée, multiplié par le moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 12 mois de l'année contractuelle ou du prix moyen du tarif de distribution résultant de la facturation du volume déficitaire réparti uniformément sur l'année contractuelle.
 - 2.4.3.1.1 Si le bénéficiaire a une OMA tarifaire, le montant facturé pour le volume déficitaire ne peut être inférieur à ce qui serait facturé en vertu de l'OMA tarifaire.
 - 2.4.3.1.2 Si le bénéficiaire n'a pas d'OMA tarifaire, le montant compensatoire obtenu à l'article 2.4.3.1 pour une année ne peut excéder le montant total versé en vertu du PRC divisé par la durée du contrat en années.
- 2.4.4 Dans le cas d'une nouvelle construction visant des clients aux tarifs D₁ ou D₃, en excluant les clients qui utilisent le gaz naturel majoritairement pour des procédés, ainsi que pour

l'ensemble des clients résidentiels, le client n'a pas à s'engager contractuellement à consommer du gaz naturel pour être éligible et n'a pas à souscrire à une OMA – programme commercial. Les équipements devront être installés lors de la construction du nouveau bâtiment pour être considérés comme faisant partie de la nouvelle construction.

- 2.4.5 Dans le cas où le bénéficiaire est le promoteur ou le constructeur d'un projet de nouvelle construction visant les clients aux tarifs D₁ ou D₃, en excluant les clients qui utilisent le gaz naturel majoritairement pour des procédés, le bénéficiaire n'a pas à s'engager contractuellement à consommer du gaz naturel pour être éligible et n'a pas à souscrire à une OMA – programme commercial.
- 2.4.6 Nonobstant les articles 2.4.4 et 2.4.5, dans les cas où le client loue ses équipements à gaz naturel :
 - 2.4.6.1 Le montant du PRC sera versé en un seul versement seulement si le client ou le locateur s'engage par contrat à ce que l'appareil faisant l'objet du PRC soit utilisé pour une période d'au moins cinq ans.
 - 2.4.6.2 Dans le cas contraire, le montant du PRC sera versé sous forme de mensualités, tel que prévu aux articles 2.3.2 et 2.3.3.
- 2.4.7 Le PRC n'est disponible qu'une seule fois par adresse pour un même objet.
- 2.4.8 Le montant du PRC sera versé après l'approbation des travaux par le distributeur.
- 2.4.9 Un locataire peut se prévaloir du PRC s'il fournit au préalable au distributeur l'autorisation écrite du propriétaire dudit immeuble pour effectuer la conversion ou l'installation.
- 2.4.10 Dans le cas d'un client ayant conclu un volume annuel de consommation inférieur à 125 000 m³, le client n'a pas à s'engager contractuellement à consommer du gaz naturel pour être éligible au PRC et n'a pas à souscrire à une OMA – programme commercial.

2.5 Dépenses admissibles

À des fins d'évaluation d'un montant versé en vertu du PRC, le distributeur peut considérer comme admissibles les dépenses suivantes :

- 2.5.1 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour l'installation de la tuyauterie en aval de la fin du branchement d'immeuble jusqu'aux appareils à gaz naturel, sujet aux limites prescrites par le distributeur.
- 2.5.2 Le coût d'une nouvelle fournaise à gaz naturel et son installation dans le cas d'un système de chauffage à air pulsé.
- 2.5.3 Le coût du brûleur ou des modifications au brûleur ou de la bouilloire et son installation dans le cas d'un système de chauffage à eau chaude.
- 2.5.4 Le coût du brûleur de conversion ou de la bouilloire et son installation dans le cas d'un système de chauffage de l'air d'appoint.
- 2.5.5 Le coût du chauffe-eau à gaz et son installation.
- 2.5.6 Dans le cas d'un système à emmagasinage pour le chauffage de l'eau courante, uniquement le coût de l'unité de chauffage et de son installation.
- 2.5.7 Dans le cas d'un système à circulation automatique pour le chauffage de l'eau courante, uniquement le coût de l'unité de chauffage et de son installation.
- 2.5.8 Le coût d'un climatiseur ou d'une pompe à chaleur à gaz et de son installation.
- 2.5.9 Le coût de la location d'équipements à gaz énumérés ci-dessus.
- 2.5.10 Le coût des études préliminaires (bilan thermique, étude de faisabilité, étude de rentabilité, etc.) lorsque jugé nécessaire par le distributeur.
- 2.5.11 Le remplacement du contrôle de tire barométrique du tuyau à fumée.
- 2.5.12 Le remplacement du tuyau à fumée lorsque le distributeur le juge nécessaire.

- 2.5.13 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour la modification des réfractaires du foyer de combustion afin de permettre l'installation et le fonctionnement adéquat du brûleur.
- 2.5.14 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour l'alimentation électrique du brûleur et des contrôles.
- 2.5.15 Le coût du test d'efficacité de combustion.
- 2.5.16 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre se rapportant à l'amenée d'air frais de combustion.
- 2.5.17 Le coût d'enlèvement du réservoir d'huile ainsi que des appareils rendus désuets par la conversion.
- 2.5.18 Le coût relatif à la modification de la cheminée, lorsque nécessaire.
- 2.5.19 Le coût de démarrage, d'ingénierie et de gérance de projet relatif aux dépenses admissibles prévues à l'article 2.5.
- 2.5.20 Le coût de toute amélioration ou addition de contrôle dans la mesure où l'autorisation expresse du distributeur a été préalablement obtenue.
- 2.5.21 Le coût des conduits de distribution de chaleur pour le chauffage.
- 2.5.22 Le coût et l'installation de tout appareil consommant du gaz, non défini à l'article 2.5, mais répondant aux autres conditions du PRC, excluant les appareils périphériques.

2.6 Autres dispositions

Énergir se réserve le droit, sur approbation de la Régie, de modifier en tout temps, sans préavis, les modalités du PRC ou d'y mettre fin.