

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA DEMANDE D'EXAMEN DU RAPPORT ANNUEL  
POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2021**

---

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT**

- 1. Références :** (i) Décision [D-2019-107](#), par. 156;  
(ii) Dossier R-4136-2020, pièce [B-0077](#), Annexe 1.

**Préambule :**

- (i) À la décision D-2019-107 :

« [156] *La Régie demande au Distributeur de prendre en compte, dans un compte d'écart, les écarts entre ses coûts d'approvisionnement réels et ses ventes au Tarif GNR d'application provisoire approuvé par la Régie dans la présente décision. De plus, la Régie ordonne au Distributeur, lors de l'examen au fond du Tarif GNR, de présenter dans ce compte d'écart les données relatives à ces coûts d'approvisionnement réels (volumes et prix), pour chaque fournisseur* ».

- (ii) À l'annexe 1, Énergir présente l'état relatif au Compte de frais reportés pour les achats et les revenus du gaz naturel renouvelable pour l'exercice clos le 30 septembre 2020.

**Demande :**

- 1.1 Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (ii) relatif au compte de frais reportés pour les achats et les revenus du gaz naturel renouvelable pour l'exercice clos le 30 septembre 2021, tel que demandé à la décision D-2019-107, en référence (i).

**Réponse :**

Le tableau demandé par la Régie est déposé en annexe, sous pli confidentiel.

Énergir rappelle que dans sa lettre du 21 décembre 2021 accompagnant le dépôt des pièces du Rapport annuel 2021 (pièce B-0007), elle explique pourquoi la pièce portant sur le compte de frais reportés relatif à l'écart de prix d'acquisition du GNR n'a pas été déposée.

Il est à noter que le tableau en annexe a été produit pour l'exercice clos le 30 septembre 2021. Les intérêts ont été calculés au coût en capital prospectif selon la décision D-2019-107 en vigueur lors de la clôture de l'exercice financier au 30 septembre 2021. Ainsi, ce tableau ne tient pas compte de la décision D-2021-158. Un ajustement rétroactif pour un calcul des intérêts au coût moyen pondéré au capital a été comptabilisé au cours de l'exercice financier 2021-2022.

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0072](#), Annexe 2, p. 1;
  - (ii) Pièce [B-0053](#), p. 7, l. 47 à 49;
  - (iii) Pièce [B-0189](#), p. 26, R14.2;
  - (iv) Pièce [B-0191](#), p. 18, R5.11;
  - (v) Dossier R-4119-2020, pièce [B-0113](#), p. 78;
  - (vi) Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 76, par. 337 et 338.

**Préambule :**

- (i) Énergir présente à l'Annexe 2, les détails relatifs aux transactions « *Cession FTSH / M12 reliée aux services de pointe* » :

Transactions financières du 1 <sup>er</sup> octobre 2020 au 30 septembre 2021							
Livraison	Réception	Date de la transaction	Date de début	Date de fin	Volume quotidien 10 <sup>m³</sup>	Volume total année 2021 10 <sup>m³</sup>	Revenus totaux \$
<b>Cession FTSH / M12 reliée aux services de pointe</b>							
EDA	PARKW	2020-10-26	2020-11-01	2021-03-31	93	14 016	
EDA	PARKW	2020-10-26	2020-11-01	2021-10-31	278	92 998	
EDA	PARKW	2020-10-26	2020-11-01	2021-10-31	186	61 996	
<b>Sous-total Cession FTSH / M12 reliée aux services de pointe</b>			<b>3</b>	<b>transactions</b>		<b>169 010</b>	<b>2 659 506</b>

- (ii) Énergir présente les détails des outils d'approvisionnement au tableau « *Fonctionnalisation des coûts par outil d'approvisionnement pour l'exercice clos le 30 septembre 2021* » :

46	<b>Service de pointe livré en franchise</b>		
47	2020-12-01 au 2021-03-31		
48	2020-12-01 au 2021-03-31		
49	2020-12-03 au 2021-03-31		<u>207 \$</u>

- (iii) « *Pour l'exercice 2020-2021, en plus de combler le déficit relatif au besoin en pointe, Énergir a également optimisé le plan d'approvisionnement. Pour y parvenir, des outils de service de pointe additionnels à ceux requis pour le besoin de pointe ont été achetés pour permettre des cessions de transport d'une quantité équivalente. Donc, l'impact net des cessions FTSH/M12 reliées au service de pointe relativement aux capacités détenues pour la pointe est nul* ». [nous soulignons]

- (iv) « *De plus, alors qu'aucun risque n'est relié aux cessions permanentes de transport, les transactions d'optimisation de FTSH/M12 remplacées par des services de pointe comportent un risque de coût qui doit être géré tout au long de l'hiver. Ainsi, même si Énergir a procédé à ces*

transactions en fonction d'un scénario de base qui était profitable pour la clientèle, la profitabilité de ces transactions n'était pas garantie et aurait pu être négative ». [nous soulignons]

(v) « 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 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de fourniture directement dans le territoire d'Énergir. Cet outil de pointe serait disponible pour 5 journées pendant l'hiver 2020-2021 ». [nous soulignons]

(vi) À la décision D-2019-141 :

« [337] Par conséquent, la Régie approuve la reconduction de l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement pour les exercices 2019-2020 à 2021-2022. Énergir devra toutefois s'assurer de maintenir les clients indemnes sur les plans financiers et opérationnels.

[338] Par ailleurs, pour les mêmes motifs et principes que ceux énoncés à la décision D-2014-077, la Régie refuse la bonification pour les transactions d'optimisation de plus de 12 mois proposée par Énergir ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

## **Demandes :**

2.1 En lien avec les références (i) et (ii), la Régie note les informations suivantes relativement aux périodes effectives :

- Transactions de cessions FTSH / M12 reliées aux services de pointe :

Transaction 1 : 1<sup>er</sup> novembre 2020 au 31 mars 2021;

Transactions 2 et 3 : 1<sup>er</sup> novembre 2020 au 31 octobre 2021.

- Outils en service de pointe :

Ligne 47 et 48 : 1<sup>er</sup> décembre 2020 au 31 mars 2021;

Ligne 49 : 2 décembre 2020 au 31 mars 2021.

Par ailleurs, en référence (v), la disponibilité des outils en service de pointe est limitée à 5 journées au cours de l'hiver 2020-2021.

Veillez préciser, en tenant compte des périodes effectives et des disponibilités associées aux transactions/outils, comment les transactions financières de cessions FTSH/M12 reliées aux outils en service de pointe ont permis de maintenir la clientèle « opérationnellement » indemnes, tel que requis par la décision D-2019-141, en référence (vi). Veuillez particulièrement préciser votre réponse en élaborant sur les périodes effectives alors que les outils en service de pointe n'étaient pas disponibles du 1<sup>er</sup> et 30 novembre 2020 et du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre 2021 et de leurs disponibilités limitées à 5 jours.

En lien avec la référence (iii) qui tient compte des capacités détenues, veuillez également élaborer quant à la notion de « débit quotidien » requis par les transactions de cessions FTSH/M12, reliées aux outils en service de pointe disponibles au cours des périodes effectives.

**Réponse :**

Pour Énergir, la notion « opérationnellement indemne » est relative aux besoins de desservir la clientèle. Dans la mesure où l'ensemble des volumes à livrer est couvert et que la sécurité d'approvisionnement est respectée, la clientèle est déterminée comme étant opérationnellement indemne puisque les transactions n'auront aucun impact sur la forme ou la qualité du service offert.

Ces critères sont respectés dans le cadre des transactions de cessions de transport remplacées par du service de pointe. Ainsi, ces transactions permettent d'assurer une réponse aux besoins de la clientèle pour la période d'hiver tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement en journée de pointe. Le débit quotidien requis pour l'hiver à la suite des transactions demeurerait le même, soit le besoin de pointe de la clientèle. Il n'y a donc pas d'impact opérationnel pour la clientèle et seulement un impact financier.

Théoriquement, Énergir aurait pu conserver les capacités cédées remplacées par du service de pointe et tenter de les vendre quotidiennement au cours de l'hiver en fonction de la demande prévue pour le lendemain. Cependant, cette façon de procéder aurait réduit substantiellement les revenus espérés pour l'hiver 2020-2021. Ainsi, plutôt que de procéder à des cessions quotidiennes<sup>1</sup>, Énergir a plutôt opté pour effectuer des cessions à l'avance en achetant des outils qui permettraient de couvrir, le cas échéant, les besoins pour les journées pendant lesquelles des cessions quotidiennes auraient pu être impossibles.

En ce qui a trait aux périodes non couvertes par les outils de service de pointe acquis, Énergir ne prévoyait pas que la demande puisse excéder la capacité en pointe de ses outils détenus, même sans l'achat de service de pointe. Ainsi, Énergir aurait probablement pu effectuer des cessions de transport de façon indépendante aux transactions de service de pointe, pour les périodes du 1<sup>er</sup> au 30 novembre et du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre. Les revenus attribuables à ces périodes pourraient donc être considérés comme étant opérationnels plutôt que financiers, puisque les outils n'ont pas été remplacés. Énergir estime que les cessions de transport pour les périodes du 1<sup>er</sup> au 30 novembre et du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre auraient respectivement rapporté environ 1,1358 ¢/m<sup>3</sup> et 0,1136 ¢/m<sup>3</sup><sup>2</sup>. Comme les revenus inclus dans le rapport annuel ont été considérés seulement pour la période allant jusqu'au 30 septembre 2021, ceci se serait soldé en une baisse des revenus financiers d'environ 286 000 \$ et en une hausse équivalente des revenus opérationnels.

---

<sup>1</sup> Dans la mesure où il y a une demande quotidienne, alors que selon le marché, la valeur de transaction quotidienne peut être nulle.

<sup>2</sup> Taux estimés établis en fonction des prix des transactions effectuées par Énergir sur ces périodes spécifiques.

- 2.2 Veuillez élaborer quant au risque de coût qui doit être géré au cours de l'hiver, tel que mentionné en référence (iv), et à la rentabilité non garantie pouvant être négative, associés aux transactions de cessions FTSH/M12 remplacées par des services de pointe, tel que mentionné à la référence (iv).

Dans votre réponse, veuillez également tenir compte et fournir les explications, tel que requis à la décision D-2019-141, en référence (vi), de la condition de maintenir les clients « financièrement » indemnes quant aux transactions de cessions FTSH/M12 reliées aux outils en service de pointe, portant sur l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement.

**Réponse :**

Depuis quelques années, Énergir utilise des outils de service de pointe pour répondre au besoin de pointe de la clientèle. La structure de base du service de pointe réside dans un coût fixe généralement inférieur aux alternatives et dans un coût variable basé sur les prix du marché lors d'utilisation. Ainsi, même si ce service peut s'avérer plus coûteux que les alternatives dans certains scénarios extrêmes, cette option demeure souvent la plus avantageuse en raison de l'espérance de coûts inférieurs dans les scénarios probables évalués.

C'est dans cette même logique d'espérance probable qu'Énergir a effectué les transactions financières qui remplacent du transport par du service de pointe. En effet, selon le scénario probable, Énergir prévoyait que ces transactions allaient générer des revenus d'environ 1,8 M\$.<sup>3</sup> S'il est vrai que dans certains scénarios extrêmes, les transactions auraient pu avoir un impact défavorable, Énergir croit que la condition de maintenir les clients financièrement indemnes doit plutôt s'appliquer à l'espérance de réalisation probable relative aux scénarios projetés. Sinon, en utilisant une évaluation basée sur un risque zéro pour effectuer les transactions, la clientèle pourrait perdre des revenus importants à long terme puisque cela viendrait réduire considérablement les gains d'opportunité potentiels des transactions financières.

En ce qui a trait à la gestion en cours d'hiver, une gestion plus active des outils peut viser à maximiser les capacités de retrait des outils détenus par Énergir en journée froide afin de diminuer les risques d'utilisation des outils du service de pointe. Par exemple, s'il y a lieu, et tout dépendant des niveaux d'inventaire, l'ordonnancement des outils pourrait être modifié dynamiquement en cours d'hiver afin de préserver la capacité de retrait du site de Pointe-du-Lac<sup>4</sup> pour une journée plus froide et ainsi diminuer les risques d'utilisation du service de pointe. Également, pour réduire les risques financiers, s'il s'avérait de façon prévisionnelle qu'une journée allait nécessiter l'utilisation de ces outils, Énergir pourrait alors tenter de négocier des ententes sur le marché à coût inférieur au coût variable prévu par les ententes de service de pointe afin d'en optimiser le coût réel.

---

<sup>3</sup> Pièce B-0191, Énergir-51, Document 1, réponse à la question 5.2 de la FCEI, p.15.

<sup>4</sup> La capacité de retrait du site de Pointe-du-Lac dépend du niveau d'inventaire du site d'entreposage.

Globalement, ces transactions ne sont effectuées que si les revenus prévus dans l'ensemble des scénarios probables sont fortement à l'avantage de la clientèle. De plus, à partir du moment de la transaction et jusqu'à la fin de l'hiver, Énergir travaille activement à diminuer les risques d'utilisation du service de pointe afin qu'un revenu maximal soit généré pour la clientèle par ces transactions financières.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0168, Annexe 5 (sous pli confidentiel);
  - (ii) Pièce [B-0189](#), R17.1;
  - (iii) Dossier R-4079-2018, décision [D-2019-124](#), par. 271.

**Préambule :**

(i) Énergir présente les montants relatifs aux « *Transactions de l'outil de maintien avec de la regazéification de Gaz Métro GNL dans le réseau de distribution* ».

(ii) « *La transaction à la ligne 1 de la référence (i) est un échange géographique sans frais dans lequel Énergir a livré à Dawn la quantité de 7 600 GJ ainsi que le gaz de compression correspondant au transport entre Dawn et Énergir EDA à une tierce partie, laquelle agit au nom de GM GNL. Dans cet échange, la clientèle demeure indemne, le gaz livré par Énergir à Dawn provient de son inventaire et donc le prix est égal au prix de son service de fourniture.*

*En contrepartie, Énergir a reçu directement dans son réseau de distribution la même quantité via la regazéification à l'usine LSR en provenance de l'inventaire de GM GNL.*

*Les transactions des lignes 2 à 4 sont des transactions dans lesquelles Énergir a reçu directement dans son réseau de distribution la quantité de 7 600 GJ via la regazéification à l'usine LSR en provenance de l'inventaire de GM GNL. En retour, Énergir a payé à GM GNL un montant correspondant à la quantité quotidienne, augmentée du gaz de compression requis, multipliée par le prix moyen de ses achats à Dawn sur le marché « spot » ».*

(iii) À la décision D-2019-124 :

« [271] *La Régie demande également à Énergir, à partir du prochain dossier de rapport annuel, pour toute transaction effectuée avec GM GNL de démontrer l'évitement d'un interfinancement entre l'activité réglementée et GM GNL. Au soutien de cette démonstration, la Régie demande de présenter l'ensemble des hypothèses sous-jacentes et leurs justifications, les calculs détaillés et enfin les explications nécessaires ».* [nous soulignons]

**Demande :**

- 3.1 En lien avec la référence (ii), veuillez présenter l'ensemble des hypothèses sous-jacentes, les justifications, ainsi que les calculs détaillés (incluant les paramètres), tel que demandé à la décision D-2019-124, en référence (iii), permettant d'établir les montants respectifs pour les

quatre « Transactions de l'outil de maintien avec de la regazéification de Gaz Métro GNL dans le réseau de distribution » de la référence (i).

**Réponse :**

Le tableau qui suit présente les détails à cet égard. Énergir confirme que ces quatre transactions sont équivalentes à des transactions d'achat à Dawn qu'elle aurait de toute façon effectuées sur le marché spot lors de ces journées et que sa clientèle demeure indemne.

**Transactions de l'outil de maintien avec de la regazéification de GM GNL  
dans le réseau de distribution**

**TABLEAU DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL**

Énergir dépose également sous pli confidentiel une version révisée de la pièce Énergir-12, Document 6, afin de corriger une erreur à l'annexe 5, ligne 3, sous la colonne « Montant ».

- 4. Références :** (i) Pièce [B-0189](#), Annexe Q-15.2, p. 2;  
(ii) Pièce [B-0189](#), R16.2.

**Préambule :**

(i) « 1.7 *Attendu que dans la décision D-2015-012, la Régie a exigé qu'en certaines circonstances déterminées par Gaz Métro lors de l'élaboration de son plan d'approvisionnement, la Filiale fournisse un Outil de maintien (tel que défini à la section 3) à Gaz Métro en contrepartie de son utilisation des Réservoirs* ».

(ii) « *GM GNL a également fourni la preuve à Énergir qu'elle détenait un outil de transport ferme pour une capacité de 7 600 GJ/jour, soit la capacité de l'outil de maintien demandé par Énergir. L'outil a été ordonnancé et utilisé après l'interruption de la clientèle interruptible* ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

**Demande :**

- 4.1 Veuillez élaborer quant à la preuve présentée par GM GNL à Énergir d'un outil de transport ferme pour une capacité de 7 600 GJ/jour, tel que mentionné aux références (i) et (ii). Veuillez déposer, le cas échéant, les pièces justificatives.

**Réponse :**

Énergir dépose en annexe, sous pli confidentiel, la preuve de la détention de l'outil de transport ferme pour une capacité de 7 600 GJ/jour présentée par GM GNL.



**PLAN DE DÉVELOPPEMENT A POSTERIORI – NOUVEAUX CLIENTS AVEC ET SANS  
COÛTS DE BRANCHEMENT**

5. Référence : Pièce [C-FCEI-0014](#), p. 3 et 4.

**Préambule :**

*« Lorsqu'Énergir rapporte la rentabilité pour les nouveaux clients, comme demandé dans la décision D-2010-091, elle amalgame ces clients avec ceux qui requièrent un nouveau branchement. Or, il est très probable que la rentabilité des premiers soit sensiblement supérieure à celle des seconds. Dans la mesure où le suivi de la rentabilité vise à s'assurer que les investissements sont rentables, la FCEI soumet qu'il importe d'avoir une idée aussi précise que possible de la rentabilité des raccordements de nouveaux clients nécessitant un branchement puisque l'essentiel des investissements vise ces clients alors que très peu d'investissements sont dirigés vers les nouveaux clients pour lesquels un branchement est déjà présent.*

*Ainsi, la FCEI recommande à la Régie de remplacer le suivi sur la rentabilité des nouveaux clients par un suivi de la rentabilité des nouveaux clients nécessitant un nouveau branchement. Considérant que les nouveaux clients disposant déjà d'un branchement ont très peu de chance d'être non rentables étant donné le faible investissement qu'ils requièrent et le niveau de la portion fixe des tarifs, la FCEI estime qu'il serait relativement peu utile d'en faire un suivi distinct ». [nous soulignons]*

**Demandes :**

5.1 Veuillez commenter la position de la FCEI quant à l'importance de connaître la rentabilité des nouveaux clients nécessitant un nouveau branchement de façon distincte.

**Réponse :**

Énergir soumet que la position de la FCEI doit se lire à la lumière de la proposition qu'elle fait. Énergir comprend que la FCEI propose de retirer certaines ventes du suivi *a posteriori*, soit les nouvelles ventes avec branchement existant. Ce faisant, le suivi *a posteriori* ne porterait que sur les ventes pour lesquelles un nouveau branchement est requis.

Énergir estime que la proposition de la FCEI est préférable à une option qui viserait à présenter distinctement les ventes avec et sans branchement, car elle imposerait des manipulations supplémentaires alors qu'Énergir cherche des moyens d'alléger la production du suivi *a posteriori*.

Énergir croit que la proposition de la FCEI pourrait être bonifiée en éliminant également du suivi *a posteriori* les ajouts de charge qui sont aussi des ventes avec branchement existant.

Énergir rappelle que la Régie jugeait opportun de procéder à une évaluation des suivis relatifs aux plans de développement et aux programmes commerciaux dans sa décision D-2021-082 (paragr. 136-137) et demandait à Énergir « de déposer les résultats de son analyse à cet effet

aux fins de son examen dans le cadre d'un dossier tarifaire. » Énergir soumet qu'une rencontre technique avec le personnel de la Régie et les intervenants contribuerait à la réflexion d'Énergir.

Finalement, quant à la notion qu'il « importe d'avoir une idée aussi précise que possible de la rentabilité des raccordements de nouveaux clients nécessitant un branchement », Énergir réitère que chaque vente fait l'objet d'une analyse de rentabilité, comme le prévoit la décision D-2018-080. De plus, le suivi aléatoire annuel (SAA), qui porte sur le plan *a priori*, permet à la Régie de sélectionner les ventes pour lesquelles elle souhaite un examen plus approfondi.

- 5.2 Veuillez préciser la faisabilité pour Énergir de produire le Plan de développement des ventes *a priori* et le suivi *a posteriori* de manière à distinguer la rentabilité des projets pour les nouveaux clients nécessitant un branchement de ceux déjà raccordés au réseau.

**Réponse :**

Comme souligné à la réponse à la question 5.1, présenter distinctement certaines ventes viendrait alourdir le processus de production du suivi *a posteriori*. Énergir ne voit pas la valeur ajoutée d'une telle distinction pour ce suivi ou au plan *a priori*.

**OPTIMISATION DE LA PRODUCTION DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT A POSTERIORI  
TROIS ANS ÂPRÈS**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0094](#), p. 3, section 1;
  - (ii) Dossier R-4079-2018, [D-2019-124](#), p. 37 à 39, par. 121, 127 et 128.

**Préambule :**

(i) « Énergir informe la Régie qu'elle anticipe quelques gains modestes à moyen terme quant à l'optimisation de la production du rapport a posteriori à la suite de l'implantation de son nouveau Programme SAP. Énergir sera en mesure de confirmer ces gains anticipés ultérieurement. Énergir a cependant identifié des pistes d'allègement qu'elle a implanté dès cette année et dont elle fait part à la Régie dans les sections suivantes. D'autres mesures visant à optimiser la production du rapport a posteriori seront évaluées en vue de simplifier le processus de production, et ce, avant que la suspension temporaire de l'obligation de produire aussi un rapport après six ans ne soit échue ». [notes de bas de page omises]

(ii) « [121] Énergir explique que l'amélioration des méthodes de travail consiste en une réduction du nombre de manipulations dans les fichiers de travail, à la mise en place et à l'utilisation de gabarits (fichiers modèles) et en une optimisation des liens entre les nombreux fichiers de travail et bases de données source.

[127] Considérant ce qui précède, la Régie rejette la demande d'Énergir de la soustraire à l'obligation de produire et de déposer le suivi a posteriori des plans de développement des projets inférieurs à 1,5 M\$, après six ans, et refuse conséquemment d'y mettre fin. Cependant, elle suspend Énergir de l'obligation de produire et de déposer le suivi a posteriori après six ans, jusqu'en 2022 inclusivement, des plans de développement des projets inférieurs à 4,0 M\$<sup>98</sup> appliquant l'ancienne méthodologie, soit, d'ici la présentation, en 2023, des données réelles du suivi a posteriori après trois ans du plan de développement 2019-2020, appliquant la Nouvelle méthodologie.

[128] Par ailleurs, dans la perspective de l'amélioration des méthodes de travail d'Énergir afin de réduire les efforts relatifs à la production des suivis a posteriori, la Régie lui demande de déposer, dans le cadre de l'examen des futurs rapports annuels, dès le dépôt du prochain dossier, les informations relatives à la progression de l'optimisation de la production des suivis a posteriori, en lien avec le remplacement éventuel de systèmes informatiques ». [nous soulignons], [notes de bas de page omises]

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez décrire les « gains modestes » anticipés à moyen terme, ainsi que la nature des autres mesures visant à optimiser la production des rapports *a posteriori* mentionnés à la référence (i).

**Réponse :**

À la suite de l'implantation du nouveau Programme SAP, Énergir s'attend à ce que la répartition des données réelles par année de revenus requis soit facilitée. Toutefois, cette répartition ne représente qu'une portion des manipulations nécessaires à l'évaluation de la rentabilité. En effet, les rapports devront continuer d'être générés manuellement et feront encore l'objet de nombreuses manipulations. Bien que l'implantation ne soit pas encore terminée, Énergir anticipe des gains modestes qui réduiront le temps de traitement manuel de ces données.

- 6.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle « [d]'autres mesures visant à optimiser la production du rapport *a posteriori* » seront présentées au rapport annuel de l'année se terminant au 30 septembre 2022, soit avant la production du rapport *a posteriori* après six ans (références (i) et (ii)).

**Réponse :**

Énergir précise que la citation évoque plutôt « l'évaluation » d'autres mesures et que, si elles sont retenues et implantées, Énergir les présentera au prochain rapport annuel.

- 6.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle Énergir a bénéficié des allègements identifiés dans les sous-sections 2.1 : *Méthodologie allégée pour les ajouts de charge* et 2.2 : *Retrait des résultats selon la grille tarifaire d'origine* (référence (i)) lors de la production du Plan de développement 2018 *a posteriori*.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

- 6.4 Veuillez préciser si les allègements mentionnés à la question 2.3 constituent des changements méthodologiques visant le calcul de la rentabilité du plan de développement des ventes *a posteriori*, ou s'il s'agit d'améliorations visant l'optimisation de la production des suivis *a posteriori*, tel que présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

Énergir utilise la méthode d'évaluation de la rentabilité déterminée par la Régie dans sa décision D-2018-080 pour tous ses plans de développement, qu'il s'agisse du plan *budget* déposé à la cause tarifaire ou des plans *a priori* et *a posteriori* déposés au rapport annuel. Les deux éléments identifiés à la question 6.3 ne changent pas la méthode d'évaluation de la rentabilité.

La méthodologie allégée pour les ajouts de charge modifie seulement les hypothèses qu'Énergir utilise pour compléter l'analyse *a posteriori* de ces ventes. Il s'agit d'un changement à certaines hypothèses permettant l'optimisation de la production du suivi.

Le retrait des résultats selon la grille tarifaire d'origine n'est pas un changement méthodologique. Il s'agit donc d'un allègement visant l'optimisation de la production du suivi.

- 6.5 Veuillez commenter le cadre de traitement approprié des allègements mentionnés à la question 2.3, notamment quant au caractère opportun d'un traitement dans le cadre d'un dossier tarifaire ou d'un rapport annuel.

**Réponse :**

Historiquement, les modifications de fond ou de forme au rapport *a posteriori* se sont faites au rapport annuel. À cet effet, voir les décisions D-2010-091, D-2011-073, D-2012-071, D-2013-135 et D-2015-125.

**Compte de frais reportés pour les achats et les revenus du gaz naturel renouvelable  
pour l'exercice clos le 30 septembre 2021<sup>1</sup>**

Ligne	Volume en inventaire (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )				Valeur en inventaire Valorisation : tarif du gaz de réseau (000 \$)					Comptabilisation Achat CAP = Coût réel déboursé par Énergir pour l'acquisition de GNR (000 \$)					Comptabilisation Vente Revenus GR = revenus générés si le GNR au tarif du gaz de réseau (000 \$)			Additions décolant des achats (000 \$)	Additions décolant des revenus (000 \$)	CFR total aux livres (000 \$)
	Début (1)	Achat (2)	Vente (3)	Fin (4)	Début (5)	Achat (6)	Vente (7)	Réval. inv. (8)	Fin (9)	CAP (10)	Coût F <sub>GNR</sub> (11)	Coût T <sup>1</sup> (12)	Var. inv. (13)	CFR (14)	Rev. perçu (15)	Rev. GR (16)	CFR (17)	(18)=(14)	(19)=(17)	(20)=(18)+(19)
<b>Du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018</b>																				
1	-	318	(318)	-	0	39	(39)	0	0											
2																				
3	-	569	(569)	-	0	72	(72)	0	0											
4																				
5	-	1 580	(510)	1 069	0	197	(63)	7	141											
6								13,15												
7	-	2 466	(1 397)	1 069	0	307	(175)	7	141	997	175	51	141	631	771	175	(596)	631	(596)	35
<b>Du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 18 juin 2019</b>																				
8	-	829	(829)	-	-	126	(126)	-	-											
9																				
10	-	938	(938)	-	0	138	(138)	0	0											
11																				
12	1 069	1 086	(2 077)	78	141	159	(304)	15	11											
13								13,57												
14	1 069	2 853	(3 844)	78	141	423	(569)	15	11	1 664	569	50	(130)	1 176	1 519	569	(950)	1 176	(950)	225
<b>Du 19 juin 2019 au 30 septembre 2019</b>																				
15	-	351	(351)	-	-	112	(112)	-	-											
16																				
17	78	1 095	(96)	1 078	11	349	(30)	14	343											
18								31,83												
19	78	1 447	(447)	1 078	11	460	(142)	14	343	427	142	23	332	(71)	142	142	(0)	(71)	(0)	(71)
<b>Du 1<sup>er</sup> octobre 2019 au 30 septembre 2020</b>																				
20	-	1 533	(1 533)	-	0	523	(523)	0	0											
21																				
22	1 078	4 473	(3 341)	2 210	343	1 527	(1 140)	25	754											
23								34,13												
24	1 078	6 006	(4 874)	2 210	343	2 050	(1 664)	25	754	2 538	1 664	71	411	392	1 658	1 664	6	392	6	398
<b>Du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 30 septembre 2021</b>																				
25		2 029																		
26																				
27		398																		
28																				
29		1 429																		
30																				
31		3 841																		
32																				
33								394												
34	2 210	7 697	(5 109)	4 798	754	3 998	(2 654)	394	2 492	3 867	3 998	102		(233)	2 654	2 654	0	(626)		(626)

<sup>1</sup> Ce tableau a été produit dans le cadre de la fermeture annuelle au 30 septembre 2021. Les intérêts ont été calculés au coût en capital prospectif selon la décision D-2019-107 en vigueur lors de la fermeture de l'année financière au 30 septembre 2021. Ainsi, ce tableau ne tient pas compte de la décision D-2021-158. Un ajustement rétroactif pour un calcul des intérêts au coût moyen pondéré au capital a été comptabilisé dans l'année financière 2021-2022.

<sup>2</sup> Considérant un calcul des intérêts au coût moyen pondéré du capital :  
- solde au 30 septembre 2021 : -654k  
- solde projeté au 30 septembre 2022 : -694k\$ à remettre dans le tarif GNR 2022-2023

	Additions	Intérêts	Total	
<b>CFR - jusqu'au 18 juin 2019</b>				
35	Sommes du 01/10/17 au 30/09/18	35	0	35
36	Sommes du 01/10/18 au 18/06/19	225	(0)	225
37	Total	261	(0)	261
<b>CFR à compter du 19 juin 2019</b>				
38	Sommes du 19/06/19 au 30/09/19	(71)	(9)	(80)
39	Sommes du 01/10/19 au 30/09/20	398	29	427
40	Sommes du 01/10/20 au 30/09/21 <sup>2</sup>	(626)	(22)	(648)
41	Total	(300)	(1)	(301)
<b>Sommaire CFR combinés</b>				
42	Total au 30 septembre 2021	(39)	(1)	(40)

**L'ANNEXE DE LA QUESTION 4.1  
EST DÉPOSÉE SOUS PLI CONFIDENTIEL SEULEMENT**