

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'ACIG À ÉNERGIR**

**Autorisation pour trois ans (2019-2020 à 2021-2022)  
des investissements inférieurs au seuil de 1.5 M\$**

1. Référence (i) : Énergir-E, document 2 (B-0148), p. 19, l. 1 à 4 et l. 8 à 17 ;

**Préambule :**

**Référence (i) :**

*« De manière concrète, sous réserve de la décision à intervenir sur la présente proposition d'allègement réglementaire en phase 1, les éléments suivants seraient déposés, en phase 2, au soutien de la demande d'autorisation pour trois ans des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$ :*

[...]

*Les additions à la base de tarification pour les années tarifaires 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022 des projets inférieurs au seuil pour les catégories suivantes :*

- Développement de réseau ;*
- Amélioration du réseau ;*
- Entreposage du gaz ;*
- Installations générales ;*
- Frais généraux capitalisés ;*
- Actifs intangibles – développement informatique ;*
- Autres ;*
- Programmes commerciaux PRC/PRRC. »*

**Demandes :**

1.1 Dans la référence (i), il est constaté que la catégorie « Transmission-Réseau » ne fait plus partie des catégories dans les additions à la base de tarification tel que mentionné au paragraphe 408 de la décision D-2018-080. Veuillez expliquer le retrait de cette catégorie.

**Réponse :**

Dans sa décision D-2018-011, la Régie a pris acte du fait qu'à compter du dossier tarifaire 2019-2020<sup>1</sup>, une nouvelle catégorisation des additions à la base de tarification pour les investissements en amélioration et en transmission du réseau sera utilisée afin de les arrimer avec la catégorisation de la stratégie de la gestion des actifs. La référence (i) est présentée en fonction de la nouvelle catégorisation.

Tel que présenté aux pièces Énergir-L, Documents 3 et 10, Énergir ne prévoit aucun investissement en transmission du réseau inférieur au seuil de 1,5 M\$. Conséquemment, il est peu probable que se présentent des projets en renforcement du réseau de transmission qui soient inférieurs au seuil prévu.

Toutefois, tel que mentionné en réponse à la question 3 de la demande de renseignements n°1 de l'UMQ (Énergir-T, Document 7), Énergir soumet qu'advenant une révision du seuil requérant une autorisation de la Régie, Énergir pourrait réviser les pièces Énergir-L, Documents 3 et 10. Le cas échéant, si des investissements inférieurs au seuil sont prévus dans la stratégie de gestion des actifs, à la catégorie Transmission-réseau pour les années tarifaires 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022, les prévisions seraient présentées aux additions à la base de tarification à la pièce prévue à cet effet et soumise pour approbation sur la durée de l'allègement réglementaire, tel que prévu à la référence (i).

- 1.2 Concernant la catégorie « Développement de réseau », veuillez expliciter si cette catégorie va concerner le développement de réseau nécessaire pour accompagner le développement du gaz naturel renouvelable (« **GNR** »), comme ce fut le cas pour le raccordement de l'unité de production de GNR de la Ville de Saint-Hyacinthe.

**Réponse :**

Les investissements dans la catégorie « Développement de réseau » présentés pour les années 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022, tel que présenté à la pièce Énergir-L, Document 10 du présent dossier ne considèrent pas les projets de développement du GNR, ces projets faisant l'objet d'une demande d'approbation spécifique auprès de la Régie de l'énergie et d'une récupération tarifaire spécifique.

- 1.3 Veuillez indiquer si Énergir envisage un traitement spécifique pour le développement du réseau dans le cadre du développement du GNR.

**Réponse :**

Les investissements en développement de réseau associés au développement du gaz naturel renouvelable concernent des actifs d'injection dans le réseau de distribution. Les

---

<sup>1</sup> D-2018-011, paragr. 51.

clients raccordés seraient assujettis au tarif de réception qui vise à récupérer l'ensemble du coût de service.

Il s'agit effectivement d'un traitement spécifique, déjà applicable, propre aux actifs visés par le tarif de réception. Ainsi Énergir est d'avis que tous ces projets d'investissements devront faire l'objet d'une approbation spécifique et ce, indépendamment que le niveau des coûts soit inférieur ou supérieur au seuil d'autorisation de la Régie.

**Reconduction pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022  
du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 %**

2.      **Référence (i) :**      Énergir-E, document 2 (B-0148), p. 35, l. 7 à 10 ;  
**Référence (ii) :**      Énergir-E, document 2 (B-0148), p. 36, l. 8 à 14 ;

**Préambule :**

**Référence (i) :**

*« Énergir soumet que les principaux arguments invoqués pour fixer le taux de rendement à 8,9 % depuis 2013 sont toujours pertinents dans le contexte présent et justifient la reconduction a priori du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 % pour la durée de la nouvelle proposition d'allègement (2019-2020 à 2021-2022) : [...] »*

**Référence (ii) :**

*« Dans le contexte de la présente demande, il apparaît opportun de reconduire le taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9% pour la durée de la nouvelle proposition d'allègement, à moins qu'il y ait des changements importants aux conditions économiques et financières qui permettraient l'application de la (FAA) (notamment par le rehaussement du taux sans risque au-dessus de 4%) et sous réserve des commentaires formulés précédemment concernant l'importance de maintenir le délicat équilibre existant entre les différentes mesures visées par la présente proposition d'allègement réglementaire. » (Nos soulignés)*

**Demandes :**

- 2.1      En lien avec la référence (i), veuillez indiquer sur quelles bases se fondent les projections d'Énergir quant au maintien des conditions économiques permettant de maintenir un taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 8,9 %, et ce, jusqu'à 2022.
- 2.1.1.    Veuillez fournir toute étude, projection interne ou externe ou toute autre analyse ou document justifiant ce maintien.

**Réponse :**

Énergir soumet notamment ce qui suit.

Le tableau suivant présente l'évolution des taux sans risque et des écarts de crédit depuis que la Régie a suspendu l'application de la formule d'ajustement automatique (FAA) en janvier 2013. Ainsi, depuis 2013, sur la base de ces données, la Régie a toujours reconduit le taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 8,9 %.

	2013			2014			2015			2016			2017			2018			2019 (janv.-mai)		
	min	max	Moyenne	min	max	moyenne															
Taux sans risque - 30 ans	2,74	3,57	3,10	3,14	3,58	3,40	2,47	2,94	2,65	1,97	2,59	2,25	2,54	2,83	2,69	2,68	2,87	2,74	2,25	2,68	2,48
Écarts de crédit - 30 ans	1,36	1,48	1,42	1,26	1,45	1,36	1,41	1,88	1,60	1,64	2,08	1,40	1,27	1,55	1,40	1,24	1,50	1,36	1,54	1,64	1,58

À la lumière de ce tableau, les taux sans risques ont fluctué de 2 % à 3,6 % durant la période, alors que les écarts de crédit ont fluctué de 1,2 % à 2,1 %. Pour 2018 et 2019, autant les taux sans risques que les écarts de crédit se sont maintenus autour de la moyenne de ces intervalles. Ainsi, les conditions récentes sont très alignées avec celles qui ont prévalu afin de justifier la reconduction du taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 8,9 % depuis 2013. Énergir juge, à la lumière de l'évolution récente des taux, qu'il est fort probable qu'ils demeurent, dans les prochaines années, à l'intérieur des intervalles historiques de 2013 à aujourd'hui.

De surcroît, Énergir rappelle les propos du Dr Booth, expert de l'ACIG dans les derniers dossiers de taux de rendement, lequel stipulait qu'une FAA ne serait applicable qu'à partir d'un taux sans risque de 4 % :

*« Dr. Booth also advocated that an ROE formula does not start to operate until the yield on the long-term Canada bonds exceeds four per cent. »<sup>2</sup>*

Énergir note à ce propos que les taux actuels sont toujours loin du seuil minimum identifié par le Dr Booth.

Enfin, Énergir désire également souligner que récemment, dans le cadre de la demande de reconduction du taux de rendement sur l'avoir ordinaire de Gazifère (dossier R-4032-2018), l'ACIG a appuyé la proposition de Gazifère de fixer le taux de rendement pour les deux prochaines années (2019 et 2020), et ce, sur la base des mêmes arguments que ceux évoqués par Énergir dans le présent dossier (R-4032-2018, C-ACIG-0007, page 3).

*« De plus, elle rappelle qu'au moment de suspendre la formule d'ajustement automatique du taux de rendement, l'expert de l'ACIG avait souligné qu'une telle formule ne devait pas être préconisée à moins que les taux sans risque excèdent les taux planchers qui varieraient entre 3,8 % et 4,0 %.*

*Ainsi, étant donné que les taux restent encore éloignés du niveau requis pour l'application de la formule d'ajustement automatique ou la mise en place d'une nouvelle formule, Gazifère demande que le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire soit reconduit pour les années 2019 et 2020.*

*Étant donné la preuve présentée, notamment le tableau montrant les taux des obligations long terme du Gouvernement du Canada en 2017 et 2018, tel que rapporté par la Banque du Canada, l'ACIG ne s'oppose pas à la demande de Gazifère concernant le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire et la structure de capital pour les années 2019-2020. »*

D'ailleurs, la Régie a également, notamment en s'appuyant sur des motifs similaires, reconduit le taux de rendement sur l'avoir ordinaire de Gazifère pour deux ans (D-2018-090, paragr.79).

---

<sup>2</sup> Alberta Utilities Commission Decision 2191-D01-2015, paragr. 405.

- 2.2 En lien avec la référence (ii), veuillez indiquer comment Énergir envisage, en cas de changements importants aux conditions économiques et financières, s'ajuster à ces nouvelles conditions.

**Réponse :**

Tel que stipulé à la réponse de la question précédente, les conditions récentes sont très alignées avec celles qui ont prévalu afin de justifier la reconduction du taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 8,9 % depuis 2013. Énergir juge, à la lumière de l'évolution récente des taux, qu'il est fort probable qu'ils demeurent, dans les prochaines années, à l'intérieur des intervalles historiques de 2013 à aujourd'hui.

De surcroît, Énergir s'engage à avertir la Régie en phase 1 des dossiers tarifaires 2021 et 2022 si jamais les taux sortaient des intervalles historiques qui ont justifié la reconduction du taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 8,9 %. Le cas échéant, Énergir déposerait également en soutien une demande pour la fixation d'un taux de rendement raisonnable. Évidemment, cette demande prendrait notamment en considération l'impact sur le fardeau réglementaire et l'impact potentiel sur la clientèle.

- 2.3 Toujours en lien avec la référence (ii), dans l'éventualité où survient un changement important aux conditions économiques et financières ne permettant plus de maintenir le taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé à 8,9 %, veuillez indiquer comment Énergir envisage traiter un tel changement au niveau réglementaire et, le cas échéant, si elle envisage évaluer l'impact sur la clientèle d'un tel changement.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 2.2.

**Mise en place d'un nouveau mode de partage**

3.      **Référence (i) :**      Énergir-E, document 2 (B-0148), p. 30, l. 10 à 13 ;
- Référence (ii) :**      Énergir-E, document 2 (B-0148), p. 32, l. 3 à 6 ;
- Référence (iii) :**      Énergir-E, document 2 (B-0148), p. 33, l. 6 à 9 ;

**Préambule :**

**Référence (i) :**

*« Ce mode de partage est le plus sévère parmi les gazières canadiennes, tel que présenté à la Figure 2. Ainsi, seule Union-Enbridge s'est vu autoriser un mode de partage asymétrique. Toutefois, l'entreprise se voit attribuer 100 % des TP pour les 150 premiers points de base. »*

**Référence (ii) :**

*« De plus, une révision du mode de partage des écarts de rendement permettrait de refléter l'augmentation du risque d'affaires. Bien que la réévaluation du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé pourrait reconnaître cette appréciation du risque, elle serait contreproductive à l'avancement des dossiers stratégiques visé par la nouvelle proposition d'allègement. »*

**Référence (iii) :**

*« Sans un ajustement du mode de partage en vigueur actuellement et dans un contexte de gel du taux de rendement, Énergir conclurait que l'augmentation du risque associé à l'environnement externe et à la nouvelle proposition d'allègement réglementaire serait insoutenable. »*

**Demandes :**

- 3.1      En lien avec la référence (i), veuillez justifier la comparaison avec les entreprises des autres juridictions canadiennes au regard de la structure du portefeuille client et des caractéristiques du réseau de distribution d'Énergir.

**Réponse :**

Énergir a utilisé le même échantillon des utilités gazières des autres juridictions canadiennes que celui qui est considéré par la Régie dans les dossiers de taux de rendement et de mode de partage depuis le dossier tarifaire 2012.

D'ailleurs, cet échantillon découle directement des recommandations et commentaires de l'expert de l'ACIG à l'époque, soit le Dr Booth, lequel indiquait que les comparables adéquats d'Énergir sont ATCO Gas, Fortis BC, Union Gas et Enbridge (D-2011-182, paragr. 264).

- 3.2 En lien avec la référence (ii), veuillez expliquer clairement comment une revalorisation du mode de partage des écarts de rendement permettrait de refléter l'augmentation du risque d'affaires, et ce, au regard de la mise en place du nouveau mécanisme de fixation des dépenses d'exploitation.

**Réponse :**

Dans sa preuve, Énergir a détaillé comment elle justifiait un accroissement de son risque d'affaires (B-0148, pages 27 à 29). Essentiellement, dans le cadre du dossier R-3867-2013, les intervenants et la Régie ont identifié plusieurs nouveaux risques, notamment l'efficacité énergétique, la réduction de la taille des ménages, les coûts de raccordement des nouveaux clients, la difficulté croissante de rentabilisation des projets d'extension de réseau dans le cadre réglementaire actuel, la forte concurrence de l'électricité, la transition énergétique, etc.

De surcroît, la nouvelle proposition d'allègement réglementaire d'Énergir augmente le risque d'affaires. La croissance contrainte des dépenses d'exploitation et l'autorisation sur trois ans des investissements inférieurs au seuil sont deux nouveaux facteurs de risque. En effet, un mode réglementaire où les dépenses d'exploitation sont fixées par une formule paramétrique expose Énergir à un niveau de risque supérieur à celui que le distributeur assume sous la méthode du coût de service. Ce mécanisme de fixation des dépenses d'exploitation, jumelé à l'autorisation pour les trois prochaines années des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$, fait en sorte qu'une proportion importante du revenu requis en distribution ne peut être révisée annuellement sur la base des besoins anticipés. Énergir s'expose donc à des écarts de coûts supérieurs à ceux d'un dossier présenté en coût de service annuellement, en particulier pour les années 2 et 3.

Étant donné le mode de partage asymétrique où Énergir assume la totalité des manques à gagner, ces écarts de coûts, qui peuvent se cumuler sur plus d'une année, représentent une augmentation du risque d'affaires. Dans le mode de partage actuel, comme une faible part des écarts de rendement positifs est au bénéfice d'Énergir, alors que la totalité des écarts de rendement négatifs est assumée par Énergir, il y a un déséquilibre de la relation entre les risques encourus et le rendement espéré.

Dans sa preuve et en réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, Énergir met de l'avant le caractère juste et raisonnable de sa proposition dans le contexte actuel d'allègement réglementaire. Le distributeur note que bien que sa proposition soit plus équilibrée que le mode de partage actuel, le mode de partage proposé serait toujours plus contraignant que les autres modes de partage observés chez les distributeurs gaziers comparables au Canada, lesquels sont très majoritairement symétriques. À ce propos, aucun distributeur gazier à l'extérieur du Québec ne partage plus de 50 % des TP, et ce, peu importe les écarts de rendement (B-0148, page 31, figure 2).

La modification proposée au mode de partage permettrait ainsi à Énergir de bénéficier d'une plus grande part des écarts de rendement positifs (écarts possibles seulement en fonction des coûts avec le mécanisme de découplage), bonifiant ainsi le rendement réalisé si des économies sont générées par rapport au coût de service autorisé.

- 3.3 En lien avec la référence (ii), veuillez identifier clairement comment seront définis les TP générés par les gains de productivité et les TP générés par la maîtrise des dépenses d'exploitation.

**Réponse :**

Dans sa proposition globale d'allègement réglementaire, Énergir n'a pas proposé de modifier la manière de déterminer les écarts de coûts qui seront ensuite traités par le mode de partage des écarts de rendement. Tel qu'expliqué dans sa preuve, avec le mécanisme de découplage, la volatilité des écarts de rendement serait grandement réduite, puisque tous les écarts de revenus générés par des erreurs de prévision volumétrique seraient retournés à la clientèle; seuls les écarts entre le revenu requis autorisé et le coût de service réel seraient partagés en fonction du mode de partage. Une gestion rigoureuse des coûts deviendrait la seule source possible de TP. Conséquemment, les écarts entre le coût de service autorisé et le coût de service réel permettent de déterminer directement les TP/MAG, lesquels seront traités à travers le mode de partage.

En complément d'information, veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie (Énergir-T, Document 1).

- 3.4 En lien avec la référence (iii), veuillez indiquer qu'elle serait le taux de rendement envisagé ou souhaitable par Énergir afin d'éviter un ajustement du mode de partage en vigueur actuellement.

**Réponse :**

Dans sa proposition, Énergir est très claire quant aux raisons pour lesquelles elle privilégie d'apprécier la hausse du risque d'affaires à travers une révision du mode de partage plutôt que d'une modification du taux de rendement sur l'avoir ordinaire. L'augmentation du risque peut notamment s'apprécier de deux manières, soit à travers un ajustement du taux de rendement et de la structure de capital, ou par une modification du mode de partage en vigueur. Comme Énergir cherche avec sa proposition à alléger le processus réglementaire, un dossier de taux de rendement, lequel est généralement complexe, long et coûteux, n'apparaît pas cohérent avec le premier objectif de la proposition. Dans ces circonstances, Énergir juge qu'il est préférable de revoir le mode de partage des écarts de rendement. De cette manière, la proposition se concentre seulement sur le traitement **des écarts** de rendement, plutôt que sur le rendement de l'ensemble de la base de tarification d'Énergir. Ensuite la proposition du mode de partage peut s'apprécier simplement par une comparaison avec les autres distributeurs gaziers canadiens. Énergir n'a ainsi pas évalué de taux de rendement alternatif.

- 3.5 Veuillez indiquer si une évaluation de l'impact sur la rentabilité d'Énergir a été réalisée dans le cas où le mode de partage actuellement en vigueur était maintenu? Si oui, veuillez fournir cette évaluation.

**Réponse :**

Énergir ignore ce que l'intervenant entend par « impact sur la rentabilité d'Énergir » en lien avec le nouveau mode de partage proposé. Énergir a analysé comment des écarts de coûts peuvent se scinder en part des clients et part d'Énergir en fonction du nouveau mode de partage (voir B-0148, page 33, tableau 2).

**Modification aux indices de qualité de service**

4. Référence (i) : Énergir-E, document 3 (B-0052), p. 13, l. 15 à p. 14, l. 10 ;

**Préambule :****Référence (i) :**

« Pour l'indice de satisfaction de la clientèle PMD, les pourcentages de réalisation de l'indice fonctionneraient comme suit :

- Si le résultat individuel est de 50 % ou moins, alors Énergir obtiendrait un pourcentage de réalisation de 0 % pour cet indice; et
- Si le résultat individuel est de plus de 50 %, le pourcentage de réalisation suivrait une droite qui donnerait 100 % pour un résultat individuel cible de 85 %.

Pour l'indice de satisfaction de la clientèle VGE, les pourcentages de réalisation de l'indice fonctionneraient comme suit :

- Si le résultat individuel est de 50 % ou moins, alors Énergir obtiendrait un pourcentage de réalisation de 0 % pour cet indice; et
- Si le résultat individuel est de plus de 50 %, le pourcentage de réalisation suivrait une droite qui donnerait 100 % pour un résultat individuel cible de 80 %. »

**Demandes :**

4.1 Veuillez expliquer la différence entre le résultat individuel cible entre la clientèle PMD et la clientèle VGE alors que ces deux clientèles disposent de la même pondération de 20 %.

**Réponse :**

Le résultat permettant d'atteindre 100 % de réalisation avec le sondage *Indicatif client* selon la formule en vigueur est de 92,1 %. Comme le démontrent les résultats du tableau des pages 3 et 4 de l'annexe 1 de la pièce B-0052, Énergir-E, Document 3, un écart à la baisse de 7,6 % est constaté entre les résultats des deux sondages. À la lumière de ces résultats et de la recommandation de la firme ad Hoc, Énergir propose que le résultat cible de l'indice de satisfaction de la clientèle PMD s'établisse à 85 %. Ce résultat permettrait d'atteindre 100 % de réalisation de l'indice.

L'indice sur la satisfaction de la clientèle VGE a été introduit en 2007, dans le cadre du troisième mécanisme incitatif. Le Groupe de travail du PEN avait alors expliqué que la question du sondage auprès de la clientèle VGE était légèrement différente de celle du sondage auprès de la clientèle PMD et de ce fait, le niveau de réponse n'était pas

comparable et généralement plus bas<sup>3</sup>. Un résultat de 79,5 % permettait donc d'atteindre 100 % de réalisation, selon la formule en vigueur depuis. Le sondage n'ayant pas été modifié depuis, Énergir propose de maintenir un résultat cible ajusté à 80 % pour cet indice.

En ce qui a trait à la pondération proposée pour les deux indices, Énergir précise qu'elle est de 15 %. Les explications à ce sujet se trouvent à l'annexe 1 de la pièce B-0052, aux pages 6 à 8.

---

<sup>3</sup> R-3599-2006, Présentation du mécanisme convenu par le Groupe de travail à la phase 2 du PEN, page 18.

**Plan d'approvisionnement**

5. Référence (i) : Énergir-H, document 1 (B-0154), p. 30, l. 22 à 25 ;  
Référence (ii) : Énergir-H, document 1 (B-0154), p. 84, l. 8 à 15 ;  
Référence (iii) : Énergir-H, document 1 (B-0154), p. 85, l. 14 à 18 ;  
Référence (iv) : Énergir-H, document 1 (B-0154), p. 92, l. 20 à 26 ;

**Préambule :****Référence (i) :**

*« Bien que le différentiel de prix entre Empress et Dawn tourne autour de 1,50 \$/GJ pour les cinq prochaines années, l'approvisionnement à Dawn plutôt qu'à Empress, procure un avantage puisque l'économie en frais de transport fait plus que compenser cet écart de prix. »*

**Référence (ii) :**

*« L'annexe 9 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2019 (scénario 1) et un scénario alternatif (scénario 2) :*

- 1. Achat d'une capacité de transport 21,1 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour depuis Parkway (7,05 ¢/m<sup>3</sup> ou 1,86 \$/GJ) combinée à une capacité de 21,5 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et Parkway (du 1<sup>er</sup> novembre 2019 au 31 mars 2020 (0,34 ¢/m<sup>3</sup> ou 0,09 \$/GJ).*
- 2. Achat d'une capacité de transport 21,1 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour depuis Empress du 1<sup>er</sup> novembre 2019 au 31 mars 2020 à un prix de 10,84 ¢/m<sup>3</sup> (2,86 \$/GJ) »*

**Référence (iii) :**

*« La variation des coûts d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de 0,272 M\$, soit 0,0003 % des coûts totaux d'approvisionnement. Le scénario 1 considérant la totalité des achats en FTSH Parkway-Energir EDA engendre des coûts légèrement inférieurs. Énergir a donc retenu ce scénario pour le plan d'approvisionnement de l'année 2019-2020. » (Nos soulignés)*

**Référence (iv) :**

*« Lors de la Cause tarifaire 2018-2019, Énergir avait informé la Régie qu'elle avait procédé à une transaction d'optimisation particulière : deux contrats de transport M12 entre Dawn et Parkway n'ont pas été renouvelés et ils ont été remplacés par des échanges Dawn/Parkway avec des tierces parties. Ces*

*transactions seront effectives pendant l'année 2019-2020 et les économies estimées sont de l'ordre de 2,2 M\$. Énergir estime que cette optimisation est similaire à une transaction financière en ce qu'elle remplace un outil requis (le contrat de transport M12) par un autre outil (les contrats d'échanges avec des tierces parties). »*

**Demandes :**

- 5.1 En lien avec la référence (i), veuillez élaborer sur l'avantage de l'approvisionnement à Dawn dans le contexte où Énergir a contracté du transport LTFP (NBJ) en provenance d'Empress également pour des raisons économiques.

**Réponse :**

La conversion des contrats de FTLH en contrats LTFP (NBJ) a pour but de créer de la valeur pour les clients d'Énergir, tout en préservant tous les avantages non monétaires de détenir ce type de contrat LH. Ces avantages sont énumérés dans la preuve du dossier R-4018-2017, B-0289, GM-H, Document 9, p. 12 à 14. Il ne s'agit donc pas uniquement d'une analyse comparative entre Empress et Dawn.

La référence (i) fait implicitement référence aux économies de transport sur le marché primaire et plus spécifiquement aux tarifs de transport FTLH et FTSH. Ainsi, il est vrai qu'il est plus avantageux de s'approvisionner à Dawn plutôt qu'Empress en utilisant les services de transport « classiques » offerts par TCPL.

Or, le tarif de transport global pour le service LTFP (NBJ) est significativement moins élevé que le tarif FTLH. C'est ce qui rend ce service plus avantageux économiquement comme le démontre l'annexe 1 de la preuve mentionnée ci-haut, en plus d'offrir des bénéfices non monétaires importants pour la clientèle.

- 5.2 En lien avec les références (ii) et (iii), veuillez indiquer si ce contrat sera fonctionnalisé à l'équilibrage. Dans la négative, veuillez élaborer.

**Réponse :**

Le contrat de transport FTSH Parkway-Energir-EDA sera fonctionnalisé à l'équilibrage dans une proportion de 18,47 % du coût total pour l'année 2019-2020. Veuillez vous référer à la pièce B-0114, Énergir-N, Document 8, p. 6, ligne 7 du présent dossier.

- 5.3 En lien avec la référence (iv), veuillez commenter sur l'impact en termes de risque et de qualité d'approvisionnement dans le cas d'un échange avec un tiers plutôt qu'un contrat de transport M12.

**Réponse :**

Les échanges réalisés avec les tiers n'ont pas affecté le niveau de risque ni la qualité d'approvisionnement d'Énergir. Bien que ces contrats n'offrent pas la même flexibilité

opérationnelle que ce que permet le transport M12, la flexibilité opérationnelle perdue par Énergir se situait au-delà de son besoin.