

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR)
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE
LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT – OUTIL DE POINTE

Question 1 :

Références :

- (i) B-0005, p. 9
 - (ii) R-4076, 2018, B-0175, p.55
 - (iii) <http://www.gasnom.com/ip/pngts/>
 - (iv) http://www.tccustomerexpress.com/docs/ml_contracts/CDE-Report.pdf
- ████████████████████

Préambule :

(i)

« Au moment de produire ce plan, Énergir a déjà contracté un service de pointe de 1 074 10³m³/jour pour l'année 2020-2021. Les caractéristiques de la transaction d'achat de cet outil de pointe permettront à Énergir de réduire sans frais en tout ou en partie la capacité associée lors de la révision des besoins à la suite de l'exercice budgétaire 0/12. Pour les années subséquentes, Énergir a projeté, pour les trois dernières années du présent dossier, une combinaison de recours à des services de pointe et l'ajout de capacités sur l'hiver (transport courte distance). »

« 7.7 Veuillez indiquer si d'autres fournisseurs se sont montrés intéressés à fournir de la capacité et, si oui, combien.

Réponse :

Un autre fournisseur s'est montré intéressé à fournir de la capacité cependant, le coût fixe associé à son offre la rendait moins intéressante.

7.8 Veuillez élaborer sur la position des fournisseurs et les contraintes auxquelles ils font face relativement à la possibilité de s'engager sur un horizon de trois ans ou plus.

Réponse :

Les fournisseurs ayant démontré de l'intérêt ne détenaient pas les capacités pour offrir ce service sur un horizon de plus d'une année. Énergir ne peut élaborer plus en détail sur les contraintes de ces fournisseurs.

7.9 Veuillez indiquer si Énergir a demandé aux deux fournisseurs mentionnés en préambule, ou à tout autre fournisseur, de lui fournir des prix pour de telles ententes.

Réponse :

Énergir n'étant pas à la recherche de telles ententes, elle n'a demandé à aucun fournisseur de soumissionner sur de telles ententes. »

(iii)

	Shipper Name	Rate Schedule	Contract Effective Date	Contract Primary Term Expiration Date	For Transportation, Max Daily Quantity
D	Bay State Gas Company	FT Transportation	12/01/2017	11/30/2032	16000
D	Irving Oil Terminals Operations LLC	FT Transportation	12/01/2017	11/30/2032	25401
D	Liberty Utilities (EnergyNorth Natural Gas) Corp.	FT Transportation	12/01/2017	11/30/2032	1000
D	Northern Utilities Inc.	FT Transportation	12/01/2017	11/30/2032	40003

Questions :

1.1 Veuillez indiquer si la capacité de pointe de 1 074 10³m³/jour contractée par Énergir représente la totalité de la capacité qui lui a été offerte pour 2020-2021. Sinon veuillez justifier de ne pas avoir contracté la totalité de la capacité disponible.

Réponse :

La capacité de 1 074 10³m³ n'est pas issue d'un appel d'offres. Elle a été obtenue par une entente de gré à gré. Ainsi, la capacité contractée ne représente pas une part d'une capacité totale qui aurait été offerte à Énergir.

En mode prévisionnel, Énergir n'a pas cherché à contracter davantage de capacité de pointe, car la capacité contractée s'avère suffisante pour combler le déficit d'approvisionnement prévu pour 2020-2021.

1.2 Veuillez présenter les caractéristiques de l'ensemble des offres faites à Énergir et qu'elle n'a pas retenues.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 1.1.

- 1.3 Voyez confirmer que les quatre contrats présentés à la référence (iii) représentent l'ensemble des expéditeurs détenant des contrats de long terme sur PNGTS depuis East Hereford.

Réponse :

Énergir ne peut confirmer que les quatre contrats présentés à la référence (iii) représentent l'ensemble des expéditeurs détenant des contrats de long terme sur PNGTS depuis East Hereford. Énergir recommande de consulter le site web du transporteur afin de se procurer la liste à jour de ses expéditeurs¹.

- 1.4 Veillez confirmer que ces expéditeurs détiennent une capacité correspondante sur le réseau TCLP (iv).

Réponse :

Énergir constate que les expéditeurs détenant les quatre contrats présentés à la référence (iii) détiennent une capacité correspondante sur le réseau de TCPL selon la référence (iv).

- 1.5 Veillez confirmer que, du point de vue d'Énergir, il serait avantageux de contracter un service de pointe pluriannuel autant du point de vue de la recherche d'une solution permanente à la baisse de capacité de l'usine LSR que pour optimiser le plan d'approvisionnement en général. Sinon veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir ne peut confirmer qu'il serait avantageux de contracter un service de pointe pluriannuel. En fonction de l'évolution de la demande de sa clientèle et de son profil, cet outil pourrait ne pas être optimal dans la structure d'approvisionnement. Énergir s'assurera d'évaluer les diverses options disponibles dans la recherche d'une solution permanente à la baisse de capacité de l'usine LSR, comme elle le fait déjà pour optimiser le plan d'approvisionnement en général.

¹ <http://www.columbiapipeinfo.com/cpginfo/post/>

- 1.6 Relativement à la réponse 7.9 de la référence (ii), veuillez indiquer si Énergir est maintenant à la recherche de telles ententes. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.5.

- 1.7 Veuillez élaborer sur les démarches et discussions réalisées relativement à la recherche d'ententes pluriannuelles, notamment auprès des quatre expéditeurs de la référence (iii) afin de trouver une solution mutuellement avantageuse.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.5.

- 1.8 Parmi les expéditeurs détenant du transport à court terme sur PNGTS (ii), n'est-il pas envisageable que certains puissent être intéressés à convertir ces capacités en engagement de long terme s'ils disposent d'une entente d'une durée correspondante pour un service de pointe avec Énergir? Dans la négative, veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

Le service de pointe détenu par Énergir ne résulte pas d'un engagement avec un expéditeur détenant du transport à court terme sur PNGTS. Il résulte d'un engagement avec un expéditeur qui détient un contrat de transport sur le réseau principal de TCPL vers EDA ou East Hereford. De plus, tel qu'indiqué à la réponse à la question 1.5, Énergir s'assurera d'évaluer les diverses options disponibles dans la recherche d'une solution permanente à la baisse de capacité de l'usine LSR, comme elle le fait déjà pour optimiser le plan d'approvisionnement en général.

[Redacted]

Réponse :

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

Réponse :

[Redacted]

[Redacted]

Réponse :

[Redacted]

PLAN D'APPROVISIONNEMENT – POSITION CONCURRENTIELLE

Question 2 :

Références:

- (i) B-0005, p. 34
- (ii) B-0005, p. 32

Préambule :

(i)

« Avec de telles consommations, seulement le cas type au palier 4.7 n'inclut pas le prix du SPEDE étant donné qu'en consommant de tels volumes, le client est un « émetteur » au sens du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre et par le fait même ne serait pas soumis à la composante SPEDE sur sa facture de gaz naturel. »

« Énergir a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par CaliforniaCarbon.info (CCI) et ClearBlue6. À cette prévision de prix des droits d'émission sont ajoutés des coûts d'ajustement estimés par la différence entre les taux de SPEDE effectifs depuis janvier 2019 et le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2018 à novembre 2019. Le pourcentage que représentent ces coûts d'ajustement par rapport au prix moyen des cinq ventes aux enchères pour le gaz naturel est appliqué sur le prix moyen des mazouts lourds et légers de janvier 2019 à décembre 2019 issu du prix moyen des cinq dernières ventes aux enchères. Les coûts d'ajustement pour les mazouts lourds et légers exprimés en ¢/m³ sont ajoutés aux prévisions annuelles des taux de SPEDE. »

Questions :

- 2.1 Veuillez confirmer que le client du palier 4.7, au moment de choisir sa source d'énergie, tient compte du coût du SPEDE indépendamment du fait qu'il en verse le coût à Énergir ou qu'il assure lui-même la gestion des droits d'émission.

Réponse :

Le choix de la source d'énergie revient au client, qui se base sur sa réalité propre, que ce soient les coûts, le contexte économique, les contraintes techniques ou tout autre élément qu'il juge pertinent.

Ainsi, que le client verse le coût du SPEDE à Énergir ou qu'il assure lui-même la gestion de ses droits d'émissions n'a pas d'impact significatif sur son choix de

source d'énergie. Dans tous les cas, le client paye les coûts associés au SPEDE qui correspondent à sa réalité.

Par ailleurs, les clients dits « grands émetteurs » ont droit à une portion d'allocations gratuites, ce qui rend le calcul du coût exact du SPEDE variable au cas par cas pour ces clients.

- 2.2 Considérant votre réponse à la question précédente, ne serait-il pas approprié d'introduire un coût pour le SPEDE au calcul de la position concurrentielle de cette clientèle également afin de tenir compte de l'écart d'émission de GES des différentes sources d'énergie considérées?

Réponse :

Non. Considérant la grande variabilité que peut représenter le coût du SPEDE pour ces clients, notamment en considérant les allocations gratuites, Énergir a choisi de présenter la position concurrentielle générale pour ce tarif sans en tenir compte.

- 2.3 Relativement à la référence (ii), veuillez présenter le calcul détaillé du coût du SPEDE incluant les ajustements pour chacune des sources d'énergie et justifier la méthodologie utilisée.

Réponse :

Les prévisions de prix du SPEDE issues de CaliforniaCarbon.info (CCI) et ClearBlue Markets (CBM) sont ramenées en dollars canadiens en les multipliant par la prévision de taux de change.

Le coût du SPEDE, hors « grands émetteurs », par source d'énergie se base sur les facteurs d'émissions des différentes sources d'énergie disponibles sur le site du Gouvernement du Québec². Le coût du SPEDE en \$CAN/tonne CO₂ est multiplié par ces facteurs d'émissions afin d'obtenir un coût en ¢/unité naturelle de chaque énergie.

Ensuite s'applique un coût d'ajustement de 3,7 % du coût théorique calculé précédemment. La méthodologie de calcul est telle que décrite à la référence ii). Énergir rappelle que cette information n'est par ailleurs pas publique pour les autres sources d'énergie, et utilise donc le taux d'ajustement de 3,7 % qu'elle calcule pour elle-même et l'ajoute au coût de SPEDE des autres énergies.

² <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/Q-2,%20r.%2015>, Tableau 30-1.

Enfin, comme les prévisions sont fournies en termes réels, l'indice d'inflation prévue s'applique afin de mettre les chiffres finaux en termes nominaux, en cohérence avec les autres éléments des factures énergétiques utilisées dans les calculs de position concurrentielle.

L'annexe Q-2.3, déposée sous pli confidentiel, présente le détail des calculs.

2.4 Veuillez justifier d'appliquer un ajustement aux projections de CCI et ClearBlue.

Réponse :

Le facteur d'ajustement vise à considérer l'écart moyen observé entre le prix du marché et le tarif réel chargé aux clients.

Énergir applique ce facteur d'ajustement aux prévisions de prix de marché de CCI et de ClearBlue afin de présenter la position concurrentielle du gaz naturel de la façon la plus précise possible.

REVENU REQUIS – BASE DE TARIFICATION**Question 3 :****Références:**

- (i) B-0005, p. 34
- (ii) R-3879-2014, B-0413, réponse 1.8, pp. 5 à 10
- (iii) B-0013

Préambule :

(i)

Tableau 4
HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

Hypothèses économiques				
	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Croissance du PIB québécois	1,56 %	1,49 %	1,47 %	1,46 %
Taux d'inflation québécoise	1,79 %	1,74 %	1,88 %	1,99 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,77	0,77	0,77	0,76

(ii)

Selon la référence (ii), la prévision des ajouts de clients résidentiels repose sur les prévisions de mises en chantier.

Questions :

3.1 Veuillez confirmer que la méthodologie (ii) sur laquelle repose le plan de développement a recours aux prévisions de mise en chantier.

Réponse :

Énergir confirme avoir notamment recours à une prévision de mises en chantier pour la préparation du plan de développement.

3.2 Veuillez reproduire la réponse de la référence (ii) sur la base du plan de développement 2020-2021 et expliquer les modifications méthodologiques ayant été apportées depuis le plan de développement 2014.

Réponse :

Énergir a apporté des modifications méthodologiques pour l'estimation des volumes moyens projetés (avant effritement).

Nombre de nouvelles ventes (contrats)	Volume (m ³ /an)
Prévisions de mises en chantier Unifamilial: 9 059 Condos/Locatifs: 34 573	Unifamilial: Tendance log des 8 dernières années Condos/Locatifs: Tendance log des 8 dernières années
Taux de pénétration prévu Unifamilial: 9% Condos/Locatifs: 64,7%	Volume moyen unifamilial: 1 570 m ³ /an Volume moyen condos/locatif: 9 728 m ³ /an Volume total unifamilial: 817 * 1 570 = 1 283 048 m ³ /an Volume total condos/locatif: 1 149* 9 728 = 11 117 406 m ³ /an
Ratio contrats / unités: 5,1%	
Nouvelles ventes NCH Condos/Locatifs: 34 573 x 64,7% x 5,1% = 1149 Unifamilial: 9 059 x 9% = 817 Total: 1 966	

Les tours d'habitation locative sont maintenant incluses dans le marché habitation.

L'installation de technologies centralisées et la croissance des tours de 50 unités et plus a réduit le ratio contrat/unités et fait augmenter le volume moyen de ce segment.

Chauffage temporaire

- Nombre : moyenne 6 ans des ratios chauffage temporaire sur le nombre de portes signées (condos/locatifs);
- Volumes moyens : moyenne 6 ans;
- Nombre CT 2021 = 34 573 x 64,7 % x 0,84 % = 189 ventes de chauffage temporaire;
- Volume moyen = 54 546 m³;
- Volume CT total = 189 x 54 546 = 10 283 916 m³.

Conversions résidentielles

- Le volumes moyen est basé sur une tendance log des 8 dernières années;
- Le nombre de conversions est généré selon la même méthodologie présentée au dossier 3879;
- Position concurrentielle CT 2021 : 190 %;

- Un ajustement (-250) a été apporté au résultat du modèle pour tenir compte du contexte de marché, dont la hausse des coûts de construction, qui exerce une pression sur la rentabilité de ce segment.

3.3 Veuillez indiquer si, outre celles présentées aux références (i) et (ii), d'autres variables économiques sont utilisées pour prédire le tableau et commenter la position de la FCEI exprimée en préambule. Le cas échéant, veuillez identifier ces variables et indiquer pour chacune la valeur de la prévision utilisée pour les fins du plan d'approvisionnement 2020-2021 ainsi que sa source.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.2 pour le marché Résidentiel et à la réponse à la question 3.4 pour le marché Affaires.

3.4 Veuillez présenter la méthode de prévision du nombre de nouveaux clients affaires qui se retrouve au plan de développement (iii).

Réponse :

Les nouveaux clients affaires sont divisés en trois sous-marchés :

1. Nouvelles constructions affaires;
2. Conversions;
3. Nouvelles vocations et autres.

Le volume moyen pour tous les sous-marchés est basé sur une tendance log sur 8 ans.

Le nombre de clients est basé sur des modèles spécifiques à chacun des sous-marchés :

1. Nouvelle construction : Modèle basé sur le PIB (prévision PIB CT 2021 : 1,56 %, voir pièce B-0005, page 27, tableau 4);
2. Conversion : Modèle de régression basé sur la position concurrentielle gaz vs énergie concurrente (prévision CT 2021 : Électrique = 146 %; Mazout = 199 %; Propane = 153 %);
3. Nouvelles vocations et autres : PIB commerce de détail et PIB restauration (prévision CT 2021 : PIB commerce de détail = 2,2 %; PIB restauration = 2,6 %).

- 3.5 Veuillez mettre à jour la référence (i) de même que toutes les autres variables économiques entrant dans la préparation du plan d’approvisionnement sur la base des prévisions les plus récentes.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente la mise à jour des variables économiques de la référence (i) ainsi que deux autres variables pertinentes. Énergir rappelle que les prévisions des principaux paramètres continuent d’afficher une volatilité inhabituelle et qu’elle n’est pas en mesure d’anticiper si un consensus se dégagera d’ici à l’audience.

Hypothèses économiques				
	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Croissance du PIB québécois (%)*	4,0	3,0	1,5	1,4
Taux d'inflation Québécoise (%)*	1,6	2,1	1,9	1,9
Taux de change (\$US/\$CAN) **	0,730	0,728	0,726	0,726
Nymex - Henry Hub (\$CAN/GJ)**	3,27	3,22	3,09	3,11
Brent (\$US/baril)**	43,07	45,25	47,16	48,71

* Moyenne des prévisions les plus récentes des institutions financières publiées en mai et juin 2020.

** À partir des données du marché financier en date du 29 juin 2020.

- 3.6 Les investissements de l’année 2019-2020 ayant un impact direct sur le point de départ et la valeur moyenne de la base de tarification 2020-2021, veuillez également présenter, pour l’ensemble des variables économiques utilisées dans la préparation du plan d’approvisionnement 2019-2020 :

3.6.1 la valeur utilisée pour la préparation du dossier R-4076-2018

Réponse :

Voir la pièce B-0264 (Énergir-L, Document 2, page 2) pour les données relatives à la base de tarification au dossier R-4076-2018.

3.6.2 la mise à jour de cette valeur sur la base des prévisions les plus récentes.

Réponse :

Voir la pièce B-0039 (Énergir-L, Document 1, page 2) au présent dossier pour la prévision 4/8 2020 concernant la base de tarification 2019-2020.

- 3.7 Veuillez commenter la possibilité de mettre en place, de manière exceptionnelle pour l'année 2020-2021, un compte d'écart sur le niveau de la base de tarification.

Réponse :

Énergir réitère³ que la prévision des additions à la base de tarification au dossier tarifaire est assortie d'un processus d'analyse approfondie des mouvements projetés à plusieurs niveaux (ex. : additions, retraits, amortissement, etc.) et ce, pour tous les éléments constituant la base de tarification. Il en va de même dans le cadre des rapports annuels où tous les écarts de prévisions sont examinés, tant au niveau des soldes d'ouverture que du niveau moyen de la base de tarification.

Dans le cadre du présent dossier tarifaire, Énergir soumet qu'il ne serait pas approprié de modifier cette mécanique réglementaire approuvée par la Régie pour répondre à la situation ponctuelle liée à la présente pandémie. Ces traitements réglementaires s'inscrivent dans un ensemble des pratiques qui forment le modèle réglementaire juste et équitable qui prévaut actuellement. Une modification isolée au traitement réglementaire de la base de tarification et de ses écarts de projection risquerait de provoquer un déséquilibre dans le tout déjà cohérent qui comprend, entre autres, le traitement des partages des trop-perçus et des manques à gagner, des projets supérieurs au seuil de 4 M\$, et le taux de rendement.

Ceci étant dit, Énergir soumet que les informations disponibles en ce moment semblent démontrer que la pandémie n'engendrera pas d'écarts significatifs par rapport au niveau des investissements prévus à la prévision 4/8 2019-2020. Ainsi, compte tenue de la situation actuelle à l'égard notamment, de la reprise des activités dans le secteur de la construction et des infrastructures, la valeur des immobilisations prévue à la base de tarification en 2020-2021, devrait être similaire, tant au niveau du solde d'ouverture, que des additions. Par ailleurs, l'évolution de la pandémie, par exemple, une deuxième vague, pourrait affecter le niveau des investissements de l'exercice 2020-2021. En conséquence, Énergir n'est pas en mesure de se prononcer sur les impacts potentiels qui en découleraient.

³ Pièce B-0100.

PLAN DE DÉVELOPPEMENT

Question 4 :

Références:

- (i) B-0005, p. 13
- (ii) D-2018-080

Préambule :

- (ii) « [262] La Régie ordonne à Énergir d'appliquer ce taux d'ajustement de – 15 % aux prévisions de ventes utilisées dans les évaluations de rentabilité de chacun des projets d'extension de réseau visant les clientèles des marchés résidentiel et commercial, que ces projets soient inférieurs ou supérieurs au seuil, plutôt que dans l'évaluation de la rentabilité globale du portefeuille. »

Questions :

- 4.1 Veuillez confirmer que les volumes ajustés reflètent l'ajustement de 15% demandé à la référence (ii) et qu'il s'agit du seul ajustement appliqué. Le cas échéant, veuillez expliquer et justifier les autres ajustements.

Réponse :

La décision D-2018-080 (référence (ii)) porte sur la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets de développement et du plan de développement d'Énergir. L'ajustement en référence (ii) n'a donc pas été apporté au plan d'approvisionnement. Par ailleurs, la référence i) traite de la production des principaux bassins de gaz naturel.

- 4.2 Veuillez confirmer que les volumes prévus au plan de développement découlant des volumes historiques réels tiennent compte des réductions de consommation découlant de l'installation d'appareils efficaces subventionnés par les programmes d'efficacité énergétique pour la nouvelle construction. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Les volumes historiques moyens tiennent compte de la croissance d'installation d'appareils efficaces.

- 4.3 Veuillez confirmer que les revenus prévus au plan de développement sont basés sur les tarifs tels qu'approuvés par la Régie lesquels incluent le coût des programmes d'efficacité énergétique.

Réponse :

Les revenus utilisés au plan de développement découlent d'une moyenne historique des cinq dernières années des taux de distribution approuvés par la Régie et des prévisions de volumes.

- 4.4 Veuillez indiquer si le coût des programmes d'efficacité énergétique se retrouve dans les investissements prévus au plan de développement. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

Les coûts des programmes en efficacité énergétique ne sont pas inclus aux investissements du plan de développement, comme précisé à la réponse à la question 2.6 de la pièce B-0298 (Gaz Métro-9, Document 1) au dossier R-3867-2013, phase 3B, auquel la FCEI a participé.

Veuillez également vous référer aux décisions D-2018-080 et D-2019-176 de ce même dossier.

CASEP

Question 5 :

Références:

- (i) B-0015, tableaux II à IV
- (ii) B-0015, Annexe 1, p. 2
- (iii) <https://www.ledevoir.com/politique/montreal/553770/la-fin-du-mazout-en-2030-a-montreal>

Préambule :

- (i) Les tableaux II à IV présentent les résultats réels et prévus du CASEP pour 2019-2020 et 2020-2021.
- (ii)
« Les sommes cumulées au CASEP servent à réaliser des projets de conversions des formes d'énergies admissibles vers le gaz naturel. Les projets de conversions admissibles doivent se trouver sur le réseau d'Énergir ou sur des extensions de réseau de moins de 4,0 M\$.

(...)

Pour les systèmes biénergie, seules les conversions impliquant le remplacement de l'électricité-mazout par l'électricité-gaz naturel sont admissibles. »
- (iii) La ville de Montréal veut interdire l'utilisation du chauffage au mazout d'ici 2030.

Questions :

- 5.1 Relativement à la référence (i), veuillez identifier les causes à l'origine de la croissance du coût par m³ des conversions résidentielles entre 2018-2019 et 2019-2020 puis 2020-2021.

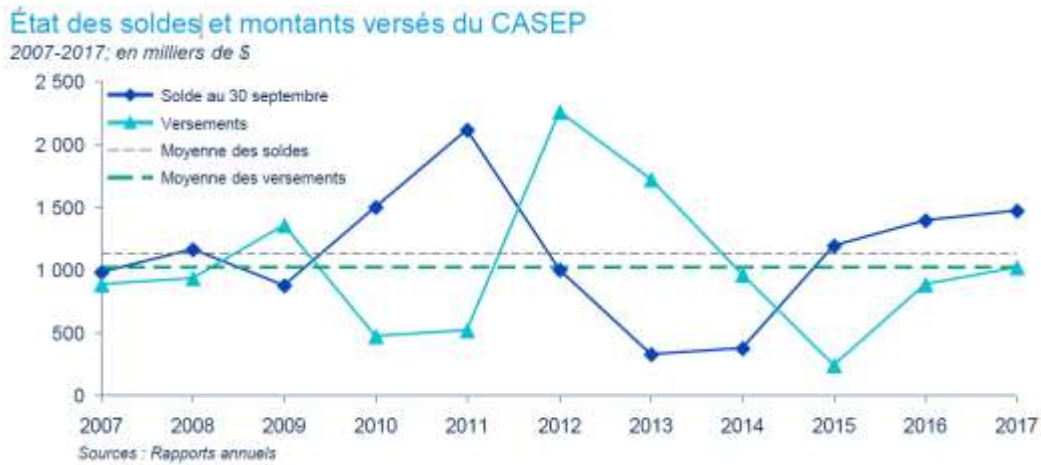
Réponse :

La croissance du coût par m³ du CASEP s'explique par l'augmentation du nombre de ventes signées lors de périodes promotionnelles mises de l'avant auprès de la clientèle résidentielle.

- 5.2 La FCEI constate que les budgets prévus pour le CASEP dépassent largement 1 M\$ en 2019-2020 et en 2020-2021. Selon Énergir, est-ce que son approche actuelle de l'utilisation des sommes du CASEP est compatible à long terme avec un budget annuel de 1 M\$? Sinon, veuillez justifier de maintenir cette approche.

Réponse :

La situation prévue pour les années 2019-2020 et 2020-2021 n'est pas exceptionnelle, comme en témoigne l'évolution historique des montants versés présentée en suivi de la décision D-2017-094 (pièce B-0045, Gaz Metro-J, Document 1 au dossier R-4018-2017), dont est tiré le graphique ci-dessous. Néanmoins, Énergir convient que le solde prévu au 30 septembre 2021 constituerait un creux historique pour le CASEP.



L'approche retenue en 2020-2021 est cohérente avec les constats et conclusions qu'Énergir a présentés lors de la séance de travail du 21 février 2018 portant sur le CASEP (voir pièce B-0045 citée précédemment).

- 5.3 Dans la mesure où l'approche actuelle conduit déjà à un niveau prévu d'aide financière en 2019-2020 qui ne semble pas soutenable, veuillez justifier d'élargir l'admissibilité du programme à de plus gros projets.

Réponse :

La grande majorité des projets bénéficiant d'une aide du CASEP se font en densification du réseau, alors que les extensions sont l'exception. Ainsi, la hausse du seuil d'admissibilité des projets d'extension de 1,5 M\$ à 4 M\$ ne devrait pas avoir d'impact significatif sur le solde du CASEP.

Dans le cadre de la dernière cause tarifaire, Énergir indiquait que deux ou trois projets par année présentaient des coûts se situant entre 1,5 M\$ et 4 M\$ (voir R-4076-2018, B-0242, Énergir-T, Document 13, question 8.1). Ces projets ne sont pas nécessairement des extensions de réseau.

Énergir rappelle que c'est dans un souci d'uniformisation avec le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* qu'elle propose d'élargir l'admissibilité au programme.

- 5.4 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer combien de projets de plus de 1,5 M\$ sont intégrés à la prévision 2020-2021 et quelle est l'aide financière anticipée pour ces projets.

Réponse :

Aucun projet de plus de 1,5 M\$ n'est intégré à la prévision 2020-2021 du CASEP.

- 5.5 Veuillez indiquer si l'assouplissement du seuil de 1,5 M\$ pourrait avoir pour effet de priver certains petits clients d'un accès à des aides financières.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.3.

- 5.6 Veuillez indiquer comment sont traitées actuellement les conversions de clients depuis la biénergie électricité-mazout.

Réponse :

Les conversions des clients en biénergie sont traitées selon une approche dans laquelle un volume préétabli de gaz naturel est déterminé par Énergir et les subventions sont calculées en fonction de ce volume.

- 5.7 Veuillez indiquer le nombre moyen de conversions de client biénergie électricité-mazout vers le gaz naturel au cours des trois dernières années réelles.

Réponse :

Énergir ne comptabilise pas, dans ses bases de données, l'information sur le mode d'utilisation de l'énergie (biénergie ou 100 % gaz naturel).

- 5.8 Dans les projets de conversion, est-il raisonnable d'affirmer que les systèmes convertis sont en fin de vie utile? Énergir dispose-t-elle d'informations à cet égard?

Réponse :

Énergir ne possède que peu d'information sur l'âge des équipements des clients qui lui permettrait de juger s'ils sont en fin de vie lors de leur conversion. Énergir a déjà constaté, chez certains clients, que la durée de vie des appareils au mazout était très longue. Ainsi, l'âge de l'appareil peut avoir un impact sur la décision d'un client, mais d'autres facteurs propres au contexte de celui-ci peuvent aussi l'influencer.

- 5.9 Veuillez indiquer si les prévisions 2020-2021 prennent en compte la politique annoncée de la ville de Montréal d'interdire le chauffage au mazout (iii). Si oui, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir n'a pas pris en compte l'annonce de la Ville de Montréal relativement au retrait du mazout dans les prévisions 2020-2021 puisqu'aucune politique officielle à ce sujet n'est présentement en vigueur.

- 5.10 Considérant cette politique de la ville de Montréal, est-il raisonnable de penser que le CASEP sert dans certains cas davantage à faire concurrence au chauffage électrique qu'au chauffage au mazout?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.9.

- 5.11 Parmi les projets prévus pour 2020-2021, combien se situent dans la ville de Montréal?

Réponse :

Énergir ne réalise pas de prévision par région pour les ventes nécessitant du CASEP et ne peut donc pas répondre à cette question.

- 5.12 Sur la base des trois dernières années historiques complétées, quelles proportions des projets et des aides financières octroyées se situent dans la ville de Montréal?

Réponse :

La proportion des projets ayant reçu du CASEP sur l'île de Montréal est d'environ 45 % pour les trois dernières années.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**Question 6 :****Références:**

- (i) B-0017, p. 35, tableau 10
- (ii) B-0017, Annexe B
- (iii) Évaluation des volets études et implantation du programme diagnostics et mise en œuvre efficace pour les marchés CII et VGE, Econoler, 3 décembre 2019, viii.
- (iv) idem, p. 11.
- (v) idem, p. 19.
- (vi) idem, p. 20.
- (vii) idem, p. 23, figure 11.
- (viii) idem, p. 33, tableau 18
- (ix) idem, p. 34
- (x) idem, p. 49

Préambule :

(iii)

« L'aide financière offerte est relativement complexe, car différents paliers d'aide financière par quantité d'énergie économisée sont offerts selon la PRI et le type de clientèle, dans le cas de la clientèle VGE. Cette méthode entraîne une complexité et une forme d'incohérence, entre autres car la portion moyenne du coût des projets couverte par l'aide financière pour la clientèle VGE est inférieure à celle de la clientèle CII. De plus, la distinction selon le type de clientèle peut apporter une problématique supplémentaire sachant qu'il arrive que certains clients d'Énergir passent d'un type de clientèle à l'autre en raison de fluctuations dans leur niveau de consommation de gaz naturel. »

(iv)

« Le taux de pénétration est encore plus élevé parmi les clients VGE du secteur institutionnel. En effet, 26 des 67 clients admissibles au PE219 y ont participé au moins une fois au cours de la période évaluée, pour un taux de pénétration de 39 %. »

(v)

« Lorsque questionnés sur des suggestions d'amélioration à apporter aux sous-volets, 38 % des participants aux volets PE218 et PE219 souhaiteraient que la subvention soit plus élevée. »

(vi)

« La satisfaction est un peu moindre à l'égard de l'aide financière, avec une note moyenne de 8,0 sur 10 pour le sous-volet PE208 et de 7,7 sur 10 pour les sous-

volets PE218 et PE219. Plusieurs mentionnent que l'appui financier est insuffisant, et que le montant maximal, autant que le montant par mètre cube de gaz naturel économisé, sont des freins importants. »

(ix)

« Dans son plus récent suivi interne, Énergir utilisait des taux d'opportunité respectifs de 20 %, 10 % et 23 % pour les volets PE208, PE218 et PE219, mesurés au cours de la précédente évaluation selon la même approche. »

(x)

« Il fait partie des bonnes pratiques d'établir certains critères d'admissibilité en fonction du type de clientèle (p. ex : que la PRI minimale admissible soit plus élevée pour la clientèle institutionnelle), mais pas d'offrir des montants d'aides financières différents par quantité d'énergie économisée selon le type de clientèle. »

Questions :

6.1 Veuillez reproduire le tableau 10 de la référence (i) en supposant l'absence de plafond aux aides financières.

Réponse :

Le Tableau 10 sans plafond aux aides financières est présenté ci-dessous.

Volet	Scénario	Aide financière en cents/m ³ en fonction des PRI							Plafond	AF moyen	Surcoût moyen	% couverture
		< 1 an	1 à 2 ans	2 à 3 ans	3 à 5 ans	5 à 7 ans	7 à 20 ans	> 20 ans				
CII	Actuel	0	30	30	30	30	30	30	S.O.	23 124 \$	164 579 \$	14%
	Scénario 1	0	30	30	60	60	60	0	S.O.	35 174 \$	155 136 \$	23%
	Proposition		30	30	100	100	100	0	S.O.	47 187 \$	155 136 \$	30%
	Scénario 2	0	30	30	110	110	110	0	S.O.	49 283 \$	155 136 \$	32%
	Scénario 3	0	30	30	220	220	220	0	S.O.	63 374 \$	155 136 \$	41%
VGE Ind.	Actuel	0	15	25	30	30	30	30	S.O.	210 141 \$	1 176 391 \$	18%
	Scénario 1	0	30	30	50	50	50	0	S.O.	317 656 \$	951 792 \$	33%
	Scénario 2	0	30	30	95	95	95	0	S.O.	412 814 \$	951 792 \$	43%
	Proposition		30	30	100	100	100	0	S.O.	418 809 \$	951 792 \$	44%
	Scénario 3	0	30	30	200	200	200	0	S.O.	453 809 \$	951 792 \$	48%
VGE Ins.	Actuel	0	0	0	15	25	30	30	S.O.	118 253 \$	1 048 387 \$	11%
	Scénario 1	0	0	0	50	50	50	0	S.O.	259 182 \$	1 065 580 \$	24%
	Scénario 2	0	0	0	95	95	95	0	S.O.	386 751 \$	1 065 580 \$	36%
	Proposition		0	0	100	100	100	0	S.O.	396 820 \$	1 065 580 \$	37%
	Scénario 3	0	0	0	125	125	125	0	S.O.	424 035 \$	1 065 580 \$	40%

6.2 Pour chaque combinaison de volet et scénario du tableau 10, veuillez indiquer le pourcentage de couverture spécifique à chaque tranche de PRI.

Réponse :

Le tableau incluant le pourcentage (%) de couverture spécifique à chaque tranche de PRI pour chaque combinaison de volet et scénario est présenté ci-dessous.

		% couverture du surcoût						
Volet	Scénario	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
PE208	Actuel	0%	28%	29%	19%	13%	6%	3%
	Scénario 1	0%	28%	29%	28%	24%	12%	0%
	Proposition	0%	28%	29%	35%	32%	18%	0%
	Scénario 2	0%	29%	30%	44%	41%	22%	0%
	Scénario 3	0%	29%	30%	50%	50%	39%	0%
PE218	Actuel	0%	20%	20%	8%	10%	6%	2%
	Scénario 1	0%	29%	35%	19%	27%	11%	0%
	Scénario 2	0%	29%	41%	30%	48%	20%	0%
	Proposition	0%	29%	43%	32%	50%	22%	0%
	Scénario 3	0%	29%	48%	44%	50%	31%	0%
PE219	Actuel	0%	0%	0%	9%	12%	8%	4%
	Scénario 1	0%	0%	0%	21%	25%	16%	0%
	Scénario 2	0%	0%	0%	25%	39%	28%	0%
	Proposition	0%	0%	0%	29%	44%	36%	0%
	Scénario 3	0%	0%	0%	0	0	0	0%

6.3 Veuillez justifier de proposer un pourcentage de couverture plus faible pour le volet 208 que pour les autres volets.

Réponse :

Comme précisé dans la preuve d'Énergir :

« La proposition d'Énergir doit non seulement prendre en considération ce besoin d'ajustement des aides financières pour atteindre ou dépasser les objectifs cumulatifs d'économies de ces sous-volets d'ici 2023, mais aussi d'autres éléments importants, tels que le besoin d'harmonisation des structures d'aides financières entre les sous-volets, le fait que les mesures dont la PRI est supérieure à 20 ans ne devraient plus être encouragées, le fait que la Régie a déjà autorisé des ajustements récents à ces sous-volets, le fait que les besoins d'ajustements ne sont pas similaires d'un sous-volet à l'autre et, surtout, les impacts financiers de ces ajustements. »⁴

Énergir n'avait pas comme objectif préalable à ses travaux de présenter un pourcentage de couverture des surcoûts plus faibles pour le sous-volet PE208. Il s'agit plutôt du résultat obtenu en tenant compte de l'ensemble des éléments mentionnés dans l'extrait de la preuve d'Énergir. Il est à noter cependant que les aides financières unitaires étant uniformes d'un sous-volet à l'autre, c'est donc essentiellement le plafond limité à 100 000 \$ qui génère un pourcentage de couverture moyen des surcoûts inférieurs.

⁴ B-0017, Énergir-J, Document 3, page 33.

Outre l'ajustement plus récent apporté au plafond des aides financières du sous-volet PE208, qui est passé de 25 000 \$ à 100 000 \$ en 2016, ce résultat peut également être justifié par l'avis des participants sondés :

« Lorsque questionnés sur des suggestions d'amélioration à apporter aux sous-volets, 38 % des participants aux volets PE218 et PE219 souhaiteraient que la subvention soit plus élevée. Cette suggestion d'amélioration est ressortie de façon moins importante chez les participants au sous-volet PE208 (9 %). »⁵

Énergir suivra les impacts des changements proposés au cours des prochaines années et pourra, le cas échéant, apporter des ajustements à ses programmes dans une approche d'amélioration en continue.

- 6.4 Veuillez confirmer que les problématiques soulevées à la référence (iii) portent sur la cohérence des aides financières pour la clientèle affaires entre le PE208 et le PE218, mais ne vise pas la cohérence des aides financières entre les clientèles affaires et institutionnelles.

Réponse :

Les problématiques illustrées par l'évaluateur à la référence (iii) sont en lien avec le fait que les aides financières unitaires actuelles sont variables selon la PRI pour les clients VGE et sont différentes entre les marchés CII et VGE, que ce soit pour des entreprises (CII ou VGE) ou pour des institutions (CII ou VGE).

Veuillez également vous référer aux réponses aux questions 1.5 et 1.6 de la demande de renseignements n° 1 du GRAME à la pièce Énergir-T, Document 6.

- 6.5 Veuillez expliquer pourquoi les aides financières actuelles sont moins importantes pour le programme PE219 que pour le programme PE 2018.

Réponse :

La question telle que formulée présente une ambiguïté. Le PGEE d'Énergir n'offre pas de volet dont la codification est PE2018. Énergir présume qu'il s'agit d'une erreur de frappe, mais ne sait pas si la FCEI fait référence au volet PE208 ou au volet PE218, deux cas possibles.

⁵ Référence (iii), page 19.

Les aides financières actuelles ont été définies par la décision D-2017-094 de la Régie. Énergir réfère la FCEI au texte de la décision pour obtenir les motifs retenus par la Régie.

- 6.6 Veuillez confirmer que les clients institutionnels sont plus enclins que les clients affaires à réaliser des projets dont les PRI sont « longues ».

Réponse :

Les clients institutionnels sont généralement plus enclins que les clients des secteurs commercial et industriel à réaliser des projets dont les PRI sont plus longues et ce, tant pour le marché Affaires (CII) que pour le marché VGE.

- 6.7 Considérant votre réponse à la question précédente et le taux de pénétration plus élevé dans le secteur institutionnel, veuillez justifier d'offrir au secteur institutionnel une aide financière équivalente à celle du secteur VGE?

Réponse :

Quoique l'aide financière unitaire soit équivalente pour les sous-volet PE218 (industriel) et PE219 (institutionnel) pour les projets d'efficacité énergétique dont la PRI se situe entre 3 et 20 ans, elle est différente pour les projets dont la PRI se situe entre 1 et 3 ans, afin de refléter le fait que les clients institutionnels sont généralement davantage disposés à réaliser des projets dont la PRI est plus longue que les clients industriels. Donc, contrairement à la prémisse de la question, les aides financières proposées ne sont pas équivalentes pour les deux sous-volets.

Le taux de pénétration présenté à la référence (iv) est fonction du nombre de participants seulement, ce qui n'exclut pas que d'autres mesures d'efficacité énergétique puissent être implantées.

- 6.8 Concernant le volet PE208, veuillez commenter la possibilité de ne pas offrir d'aide financière aux clients institutionnels pour les PRI de 1 à 2 ans et de 2 à 3 ans de manière à rendre l'offre cohérente avec le PE219 pour cette clientèle.

Réponse :

Pour le sous-volet PE208 qui vise un nombre de clients plus important, les clients institutionnels dont les projets présentent une PRI inférieure à 3 ans ne représentent que 7 % des participants. Nous privilégions une approche homogène pour tous les

clients CII afin que le volet soit plus facile à communiquer et simple pour notre clientèle Affaires et ainsi encourager davantage la participation.

- 6.9 Relativement à la référence (v), veuillez présenter distinctement le pourcentage de participant souhaitant obtenir une aide financière plus importante pour les volets PE218 et PE219.

Réponse :

Énergir n'est pas en mesure de présenter l'information demandée ventilée pour chacun des sous-volet PE218 et PE219, puisque cette information n'est pas disponible.

En effet, les informations présentées en référence sont le résultat d'entrevues téléphoniques réalisées par la firme Dialogs auprès d'un échantillon de 13 participants aux sous-volets PE218 et PE219. Dans son rapport d'évaluation, l'évaluateur mentionne : « *Vu le faible nombre de répondants pour chacun des sous-volets PE218 et PE219, leurs réponses ont été combinées pour les besoins de l'analyse.* »⁶. Il mentionne également : « *[...], les résultats des sous-volets PE211, PE218 et PE219 doivent être interprétés avec prudence étant donné la petite taille des échantillons.* »⁷.

- 6.10 Relativement à la référence (vi), veuillez présenter distinctement la satisfaction pour les volets PE218 et PE219.

Réponse :

Énergir n'est pas en mesure de présenter l'information demandée ventilée pour chacun des sous-volet PE218 et PE219, puisque cette information n'est pas disponible.

En effet, les informations présentées en référence sont le résultat d'entrevues téléphoniques réalisées par Econoler auprès de 16 ingénieurs. Les résultats de ces entrevues ont permis à l'évaluateur de distinguer les résultats du sous-volet Affaires PE208 de ceux des sous-volets VGE PE218 et PE219. Les résultats ne permettent toutefois pas de faire une distinction entre les sous-volets PE218 et PE219.

⁶ Évaluation des volets études et implantation du programme diagnostics et mise en œuvre efficace pour les marchés CII et VGE, Econoler, 3 décembre 2019, page 5.

⁷ Idem, page 6.

- 6.11 Veuillez indiquer combien de participants au programme PE218 mentionnent que l'appui financier est insuffisant et que le montant maximal, autant que le montant par mètre cube de gaz naturel économisé, sont des freins importants.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.9.

- 6.12 Veuillez indiquer combien de participants au programme PE219 mentionnent que l'appui financier est insuffisant et que le montant maximal, autant que le montant par mètre cube de gaz naturel économisé, sont des freins importants.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.9.

- 6.13 Relativement à la référence (vii), veuillez ventiler les résultats de la figure 11 entre les sous-volets PE218 et PE 219.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.9.

- 6.14 Relativement à la référence (viii), veuillez présenter de manière distincte les taux d'opportunité des volets PE218 et PE219.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.9.

- 6.15 Veuillez indiquer si Énergir dispose d'une évaluation de l'impact des ajustements proposés aux aides financières sur les taux d'opportunité.

Réponse :

Énergir ne dispose pas de cette information.

- 6.16 Relativement à la référence (x), veuillez expliquer la logique derrière la bonne pratique selon laquelle l'aide financière devrait être similaire entre les clientèles VGE et institutionnelles.

Réponse d'Econoler :

La référence (x) est un constat qui émane de l'information présentée dans la section 3.5.2 Balisage auprès des autres juridictions (référence (iii)).

Afin de comparer la méthode de calcul de l'aide financière utilisée par Énergir, Econoler a réalisé un balisage des programmes d'aide à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique offerts au Canada et dans le Nord-Est des États-Unis. Au total, Econoler a pu recenser 13 programmes. Parmi les programmes recensés, plusieurs adaptent leurs critères d'admissibilité pour tenir compte de la rentabilité du projet, du secteur d'activité du client ou de la consommation d'énergie du client. Les particularités liées aux différents types de clientèle sont donc plus souvent adressées par l'établissement de critères d'admissibilité que par la modulation des montants d'aides financières. Le balisage a seulement identifié deux programmes qui offrent des montants d'aides financières par quantité d'énergie économisée qui varient selon le type de clientèle (plus précisément selon la catégorie tarifaire).

Il importe de préciser que la référence (x) réfère aux montants d'aides financières par quantité d'énergie économisée (donc en mètre cube de gaz naturel équivalent), et non aux autres paramètres, tels que la PRI minimum ou le montant maximum d'aide financière.

- 6.17 Veuillez produire des références appuyant l'affirmation de la référence (10).

Réponse d'Econoler :

Econoler comprend que la question 6.17 réfère à la référence (x) plutôt que (10).

Les références sont présentées ci-dessous :

- <https://www.energymaine.com/custom-thermal-projects/>
- <https://www.energycns.ca/business/>
- <https://www.energivermont.com/Media/Default/docs/services/energy-vermont-deep-retrofit-faq.pdf>
- <https://enbridgesmartsavings.com/business-energy-management/programs-and-campaigns/commercial-custom-retrofit-program>
- <https://www.gazifere.com/fr/gazifere-vert/appui-aux-initiatives/>

- <http://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/aff-guide-solutions-efficaces-novembre2018-fr.pdf>
- https://www.hydro.mb.ca/your_business/natural_gas_optimization/resources/
- <https://www.saveenergynb.ca/en/save-energy/commercial/commercial-buildings-retrofit-program/>
- <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/Industrial-and-Process-Efficiency/IPE-FAQs#incentives>
- <http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/clientele-affaires/ecoperformance/aide-financiere/#c5555>
- <https://www.uniongas.com/business/save-money-and-energy/engineering-projects/equipment-process-optimization>
- <https://www.uniongas.com/business/save-money-and-energy/engineering-projects/runsmart-building-optimization>

6.18 De manière générale, outre les questions de cohérence, veuillez expliquer en quoi les paramètres actuels du programme PE219 posent problème.

Réponse :

Les justifications liées à l'ajustement des aides financières du sous-volet PE219 sont détaillées dans la preuve d'Énergir :

- Faible niveau de couverture des surcoûts : B-0017, Énergir-J, Document 3, page 26, lignes 12 à 17;
- Faible niveau de participation : B-0017, Énergir-J, Document 3, page 27, lignes 6 à 10;
- Allongement des PRI des projets résiduels : B-0017, Énergir-J, Document 3, page 28, lignes 4 à 10, page 29 (Graphique 6) et page 30, lignes 1 à 7;

6.19 À l'Annexe B (ii), veuillez indiquer si les prévisions pour la cause tarifaire 2021 tiennent compte uniquement des ajustements aux aides financières ou si d'autres ajustements ont également été apportés.

Réponse :

Énergir mentionnait dans sa preuve :

« Les détails des impacts à la marge de la proposition d'Énergir sur la participation, les économies nettes, les aides financières et les frais d'exploitation pour chacun des sous volets Encouragement à l'implantation CII et VGE comparativement aux prévisions incluses dans le Plan directeur 2018-2023 (R-4043-2018) sont présentés à l'annexe B. Rappelons que les nouvelles prévisions prennent en considération les paramètres récemment évalués. »⁸

- 6.20 Si différente des données de la cause R-4043-2018, veuillez présenter une évaluation de l'Annexe B pour la cause tarifaire 2021 sans modification aux aides financières.

Réponse :

Les tableaux demandés sont présentés ci-dessous.

Il est à noter que l'écart observé aux aides financières totales est lié à la variation de la participation.

Encouragement à l'implantation CII

	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Nombre de participants brut			
R-4043-2018	114	121	130
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	108	109	111
Impact	(6)	(12)	(19)
Économies d'énergie nettes (m³)			
R-4043-2018	7 929 574	8 416 478	9 042 497
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	9 535 488	9 623 780	9 800 363
Impact	1 605 914	1 207 302	757 866
Aide financière totale (\$)			
R-4043-2018	2 310 016	2 483 293	2 701 773
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	2 188 436	2 237 016	2 306 899
Impact	(121 580)	(246 277)	(394 875)
Frais d'exploitation (\$)			
R-4043-2018	238 752	253 055	322 179
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	238 752	253 055	322 179
Impact	-	-	-
Coût total (\$)			
R-4043-2018	2 548 768	2 736 348	3 023 952
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	2 427 188	2 490 071	2 629 078
Impact	(121 580)	(246 277)	(394 875)

⁸ Pièce B-0017, p. 39.

Encouragement à l'implantation VGE - Industriel

	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Nombre de participants brut			
R-4043-2018	31	34	35
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	31	32	33
Impact	-	(2)	(2)
Économies d'énergie nettes (m³)			
R-4043-2018	16 361 871	17 945 278	18 473 080
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	15 565 951	16 068 078	16 570 206
Impact	(795 920)	(1 877 200)	(1 902 874)
Aide financière totale (\$)			
R-4043-2018	3 363 589	3 718 010	3 827 364
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	3 363 589	3 499 304	3 608 657
Impact	-	(218 706)	(218 706)
Frais d'exploitation (\$)			
R-4043-2018	232 953	243 299	315 144
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	232 953	243 299	315 144
Impact	-	-	-
Coût total (\$)			
R-4043-2018	3 596 541	3 961 309	4 142 508
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	3 596 541	3 742 603	3 923 801
Impact	-	(218 706)	(218 706)

Encouragement à l'implantation VGE - Institutionnel

	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Nombre de participants brut			
R-4043-2018	15	17	17
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	4	4	4
Impact	(11)	(13)	(13)
Économies d'énergie nettes (m³)			
R-4043-2018	5 619 448	6 368 708	6 368 708
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	1 465 028	1 465 028	1 465 028
Impact	(4 154 421)	(4 903 680)	(4 903 680)
Aide financière totale (\$)			
R-4043-2018	1 492 002	1 702 378	1 702 378
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	397 867	400 560	400 560
Impact	(1 094 135)	(1 301 819)	(1 301 819)
Frais d'exploitation (\$)			
R-4043-2018	219 150	228 611	299 613
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	219 150	228 611	299 613
Impact	-	-	-
Coût total (\$)			
R-4043-2018	1 711 152	1 930 989	2 001 991
CT 2021 - sans modifications aux aides financières	617 017	629 170	700 173
Impact	(1 094 135)	(1 301 819)	(1 301 819)

- 6.21 Veuillez expliquer les variations à la baisse du nombre de clients pour les volets CII et VGE- institutionnel en le dossier R-4043-2018 et la cause tarifaire 2021.

Réponse :

La prévision pour la période de 2021 à 2023 a été réajustée sur la base des résultats historiques observés au cours des trois dernières années ainsi que sur la base de l'anticipation de l'effet du rehaussement des aides financières.

Comme l'illustrent les graphiques 9 et 10 de sa preuve⁹, Énergir anticipe que le rehaussement des aides financières permettra de redresser la barre, tant au niveau de la participation qu'au niveau des économies d'énergie prévues d'ici 2022-2023.

⁹ B-0017, Énergir-J, Document 3, page 38.

POLITIQUE FINANCIÈRE ET DETTE À LONG TERME

Question 7 :

Références:

- (i) B-0053, p. 2

Questions :

- 7.1 Veuillez justifier d'avoir émis une dette de 100 M\$ avec un terme de seulement 5 ans et qui vient à échéance presque simultanément avec un autre emprunt de 100 M\$ contracté en mai 1996.

Réponse :

Dans un contexte de marché favorable et pour assurer une bonne gestion des liquidités, Énergir inc. a plutôt émis le 16 avril 2020, par voie de placement privé, des obligations de première hypothèque pour un montant en capital global de 300 M\$ répartie à raison de 200 M\$ pour la DaQ et 100 M\$ pour les ANR. Ainsi, pour l'activité réglementée une nouvelle dette de 200 M\$ a été émise plutôt que celle de 100 M\$ prévue à la prévision 4/8 2020, tel que reflété dans la pièce de la Cause tarifaire 2020-2021 citée en référence. Ces obligations portent intérêt à un taux annuel de 2,10 % et arrivent à échéance en avril 2027. Énergir inc. a prêté à Énergir, s.e.c. le produit tiré du placement privé selon des modalités essentiellement similaires quant au taux d'intérêt et à l'échéance. Les fonds ont été utilisés pour rembourser la dette long terme qui venait à échéance en mai 2020 et aux fins générales de l'entreprise. En avril 2020, les courtiers avaient fortement recommandé l'échéance de 7 ans pour s'assurer d'avoir le meilleur taux d'intérêt, puisqu'il y avait une forte demande dans le marché pour ce terme.

Il est à noter que bien que la Cause tarifaire 2020-2021 ne reflète pas l'émission de cette nouvelle dette de 200 M\$, la variation du coût de financement qui en découlera sera neutralisée dans un compte de frais reportés. En effet, le compte de nivellement des intérêts permet de capter tout écart entre les frais financiers réels et les frais financiers projetés dans le cadre de la cause tarifaire résultant de la variation du taux d'intérêt associé à chacune des sources de financement. Ainsi, aucun écart résultant de la variation du taux de l'intérêt relatif à cette nouvelle dette n'affectera le coût de service réel de 2020-2021 et le positionnement en termes de trop-perçu ou manque à gagner.

- 7.2 Quel taux Énergir aurait-elle été en mesure d'obtenir si elle avait plutôt opté pour un terme de 30 ans?

Réponse :

Selon les indicateurs de taux reçus lors de l'émission d'obligations de première hypothèque en avril 2020, le taux d'intérêt annuel aurait été d'environ 110 bps supplémentaires pour un terme de 30 ans.

- 7.3 Pourquoi Énergir prévoit-elle un emprunt de 30 ans à partir de juillet 2021, plutôt qu'un emprunt sur cinq ans similaire à celui retenu en 2020?

Réponse :

Lors de la préparation de la Cause tarifaire 2020-2021, Énergir a prévu de renouveler l'échéance de la dette de 2021 pour un terme de 30 ans. Cette décision a été prise pour s'assurer de bien échelonner les maturités des dettes dans le temps. Toutefois, lors de l'émission, cette décision peut être révisée selon les recommandations des courtiers et les conditions de marché.

- 7.4 Veuillez présenter les critères qui permettent à Énergir de faire un choix entre les différentes options d'emprunt.

Réponse :

Plusieurs critères influencent la prise de décision concernant le type d'emprunt retenu. Comme mentionné précédemment, les conditions de marché lors de l'émission de la dette ainsi que les recommandations des courtiers influencent grandement la décision, dans le but d'obtenir toujours le meilleur taux d'intérêt disponible. Pour maintenir une bonne gestion des liquidités, Énergir s'assure également de bien échelonner les échéances des dettes dans le temps.

OMA TARIFS D3 ET D4

Question 7 8 :

Références:

- (i) Conditions de service et tarifs au 1^{er} décembre 2019
- (ii) B-0095, p. 5

Préambule :

(i)

« 15.3.2.1 Obligation minimale quotidienne

Pour chaque m³ de volume souscrit aux paliers ci-dessous, les taux unitaires sont les suivants :

[Tableau omis]

Le résultat du calcul est multiplié par le nombre de jours de la période de facturation.

15.3.2.2 Taux unitaire pour les volumes retirés jusqu'à concurrence du volume souscrit

Pour les retraits jusqu'à concurrence du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne et pour les retraits quotidiens jusqu'à concurrence du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne, le taux unitaire est de 0,350 ¢/m³. »

(ii)

« tx moyen = moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 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. » (Nous soulignons)

Questions :

- 8.1 Lorsqu'elle établit le niveau de l'OMA d'un client pour un nouveau raccordement, Énergir tient-elle compte uniquement des revenus par m³ de volume souscrit (art. 15.3.2.1 des Conditions de service et tarifs) ou tient-elle compte également des revenus liés aux volumes retirés (art. 15.3.2.2)?

Réponse :

Lors du raccordement d'un nouveau client, la rentabilité du projet est évaluée en considérant les volumes et les revenus prévus. Cela implique que, pour un client au tarif à débit stable, les revenus prévus sont calculés à partir de l'obligation minimale quotidienne (OMQ) (article 15.3.2.1) et du taux unitaire pour les volumes retirés (15.3.2.2).

Avant la signature du contrat, Énergir détermine avec le client un volume souscrit et, à l'occasion, une OMA. Une OMA est définie comme étant un volume en m³, et non un revenu en dollars à venir récupérer. En effet, une OMA ne vise pas à recouvrer 100 % des revenus prévus lors de l'évaluation de rentabilité du projet, mais bien à assurer l'atteinte d'une certaine rentabilité qui découlera de l'obligation volumétrique convenue.

Dans le cas du tarif à débit stable, l'OMQ, définie à partir du volume souscrit, est normalement suffisante pour assurer un certain niveau de revenus requis. Si le client ne consomme pas ou peu, il devra tout de même payer son OMQ. Il peut toutefois arriver des situations où cette « assurance » n'est pas suffisante, par exemple lorsqu'une progression du volume souscrit est prévue par le client. Dans ce cas, si la progression ne se matérialise pas comme prévu, les revenus pourraient ne plus être suffisants pour atteindre le niveau de rentabilité souhaité, d'où l'importance d'instaurer une OMA. Toutefois, si la progression du volume souscrit se matérialise ou même dépasse ce qui était prévu au départ, le revenu généré sera suffisant, peu importe la consommation réelle du client.

C'est pourquoi Énergir propose de lier l'OMA au volume souscrit et aux revenus générés par celui-ci.

- 8.2 Si elle tient compte également des revenus liés aux volumes retirés, veuillez justifier de ne tenir compte que des volumes souscrits pour déterminer si une pénalité doit être exigée dans le cas de figure où le volume retiré est inférieur à l'OMA, mais où le volume souscrit est supérieur à l'OMA.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 8.1, l'OMA ne vise pas à récupérer 100 % des revenus prévus, mais à garantir l'atteinte d'une certaine rentabilité.

- 8.3 Veuillez démontrer que cette manière de procéder conduit à des revenus au moins équivalents à ceux anticipés lors de l'étude de rentabilité du projet.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 8.1.

- 8.4 Veillez présenter un exemple chiffré du calcul du taux moyen selon les deux éventualités discutées à la référence (ii).

Réponse :

L'exemple chiffré considère un contrat de 5 ans avec un volume souscrit évolutif, des mois de 30 jours et un volume déficitaire de 400 000 m³ constaté en fin d'année contractuelle.

Le premier tableau présente le calcul du taux moyen selon le tarif payé par le client pendant 12 mois, avec un volume souscrit qui n'a pas atteint la progression attendue, en faisant fi du volume déficitaire constaté :

Mois	Volume souscrit (m ³ /jour)	Taux de l'OMQ ¹⁰ (¢/m ³ /jour)
1	9 500	3,780
2	9 500	3,780
3	9 500	3,780
4	9 500	3,780
5	9 500	3,780
6	9 500	3,780
7	9 500	3,780
8	9 500	3,780
9	9 500	3,780
10	9 500	3,780
11	10 200	3,730
12	10 200	3,730
Prix moyen du tarif de distribution payé au cours des mois de l'année contractuelle : 3,771 ¢/m³		

¹⁰ Taux en vigueur le 1^{er} décembre 2019 de l'article 15.3.2.1 des CST.

Le deuxième tableau présente le calcul du taux moyen en y ajoutant le volume déficitaire constaté, réparti uniformément sur la période de 12 mois :

Mois	Volume souscrit (m ³ /jour)	Taux de l'OMQ (¢/m ³ /jour)
1	10 611	3,679
2	10 611	3,679
3	10 611	3,679
4	10 611	3,679
5	10 611	3,679
6	10 611	3,679
7	10 611	3,679
8	10 611	3,679
9	10 611	3,679
10	10 611	3,679
11	11 311	3,600
12	11 311	3,600
Prix moyen du tarif de distribution payé au cours des mois de l'année contractuelle : 3,666 ¢/m³		

- 8.5 Selon Énergir, est-ce que la méthode proposée pour le calcul des volumes déficitaires et des pénalités permet de récupérer systématiquement l'écart entre les revenus prévus et les revenus réels?

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 8.1.

L'annexe Q-2.3 est déposée sous pli confidentiel.