

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ACEF DE QUÉBEC**

**Traitement comptable des coûts reliés aux ententes avec TransCanada Energy et Gaz
Métro
(pièces B-0002, B-0015 et B-0059)**

Question no 1

Références :

- (i) Pièce B-0002, page 2;
- (ii) Pièce B-0059, page 4.

Préambule :

(i) « 12. Le Distributeur demande l'approbation du traitement comptable des coûts associés à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd en périodes de pointe présenté à la section 4 de la pièce HQD-3, document 2. »

(ii) « L'intéressée [ACEF de Québec] souhaite aussi aborder certains autres enjeux non mentionnés à la Décision. Parmi les enjeux que souhaite aborder l'ACEFQ, les coûts reliés aux ententes avec TransCanada Energy Ltd et Gaz Métro et le traitement comptable de ces coûts. Il est respectueusement soumis qu'un tel sujet relève davantage du dossier R-3925-2015. » (nos soulignés)

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer en détail chacun des coûts reliés aux ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro qui sont en lien avec les coûts de service de 2015 et 2016 et avec les ajustements tarifaires de 2016-2017 proposés par le Distributeur dans le présent dossier. Veuillez préciser dans quels tableaux ou documents de la preuve du Distributeur on peut retrouver ces coûts.

Réponse :

- 1 **D'une part, en vertu de l'entente avec TCE portant sur l'utilisation de la**
2 **centrale de Bécancour durant les heures de pointe, la première année**
3 **contractuelle débute le 1^{er} juin 2016.**
- 4 **D'autre part, tel qu'il est présenté au tableau A-1 de la pièce HQD-1,**
5 **document 1 (B-0005) du dossier R-3925-2015, le coût supporté par le**
6 **Distributeur pour l'année contractuelle 2016-2017 est de 15 M\$.**
- 7 **Ainsi, les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux de l'année 2016,**
8 **présentés au tableau 6 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0023), intègrent un**
9 **montant de 8,75 M\$ pour l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de**
10 **pointe (7/12 de 15 M\$).**

1.2 Veuillez confirmer que le Distributeur ne propose aucun traitement comptable des coûts reliés aux ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro dans le cadre du dossier R-3925-2015 contrairement à son affirmation à la référence (ii).

Réponse :

- 11 **Le Distributeur le confirme.**

1.3 Si le Distributeur a proposé des traitements comptables dans le cadre du dossier R-3925-2015, veuillez les décrire et indiquer leurs différences et leurs similitudes avec le traitement comptable décrit à la pièce B-0015, page 11 [voir préambule de la question no 2 ci-dessous].

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.2.**

Question no 2

Référence :

(i) Pièce B-0015, page 11.

Préambule :

(i) « 4. UTILISATION DE LA CENTRALE DE TCE EN PÉRIODES DE POINTE5

4.1 Entente avec TCE

Le contrat sera comptabilisé comme un contrat d'approvisionnement et les coûts seront constatés en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

Puisqu'une prestation de service est attendue de TCE (la puissance), le passif financier et le compte d'écart comptabilisé en contrepartie de ce passif financier à la suite de l'amendement en 2014 de l'entente de suspension de 2009 seront renversés.

4.2 Entente avec Gaz Métro

Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts liés à cette entente à titre de coût d'approvisionnement en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continuera d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité. » (Note de bas de page omise) [nos soulignés]

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer que le traitement comptable basé sur les factures reçues mentionné à la référence (i) ne dispense pas le Distributeur de justifier dans chaque dossier tarifaire les quantités d'électricité et du gaz qui seraient achetées éventuellement en vertu des ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

2 **L'entente avec TCE offre au Distributeur un moyen additionnel afin de**
3 **répondre aux besoins de sa clientèle aux heures de pointe du réseau. Dans le**
4 **cadre de sa gestion opérationnelle des approvisionnements, le Distributeur**
5 **comparera le coût des livraisons de la centrale de TCE aux coûts des autres**
6 **approvisionnements à sa disposition, dans une perspective d'optimisation et**
7 **de minimisation des coûts.**

8 **Dans les dossiers tarifaires, le Distributeur fera état de l'utilisation de la**
9 **centrale de TCE et des coûts associés aux achats provenant de cette centrale.**

2.2 Le Distributeur affirme à la référence (i) que les ententes avec TransCanada Energy et Gaz Métro visent à lui fournir de la puissance en périodes de pointe hivernales. Veuillez

indiquer comment le Distributeur fera la répartition des sommes indiquées dans une facture de TransCanada Energy par besoins en puissance du mois de décembre d'une année donnée et ceux des mois d'hiver de l'année suivante.

Réponse :

1 **Les frais prévus aux ententes avec TCE et Gaz Métro seront facturés**
2 **mensuellement.**

2.3 Veuillez décrire la méthode qu'utilisera le Distributeur pour départager la facture d'approvisionnement du gaz qui serait utilisé en deux années financières différentes.

Réponse :

3 **La facture d'approvisionnement en gaz naturel serait répartie en fonction du**
4 **gaz naturel utilisé pour la production d'électricité de chaque année financière.**

2.4 Dans le dossier R-3925-2015 (pièce HQD-2, document 2, page 8), le Distributeur affirmait qu'il aurait à payer des coûts fixes à TransCanada Energy et Gaz Métro même si, pour une année donnée, il ne reçoit aucun service utile (de la puissance en périodes de pointe) de ces entreprises, par exemple, pendant un hiver « chaud ». Veuillez décrire le mode de traitement comptable des coûts fixes dans le cas où le Distributeur ne reçoit aucun service utile et la façon de répartir ces coûts fixes aux différentes catégories de consommateurs.

Réponse :

5 **Que le Distributeur ait ou non recours à la puissance au cours d'un hiver**
6 **donné, les coûts fixes seront comptabilisés à titre de coût**
7 **d'approvisionnement en fonction des factures reçues par TCE et Gaz Métro.**
8 **Ils seront répartis aux catégories de consommateurs conformément à la**
9 **méthode de répartition approuvée par la Régie, à savoir la méthode horaire**
10 **des coûts postpatrimoniaux. Par cette méthode, chaque catégorie de**
11 **consommateurs se voit attribuer un coût moyen pondéré des contrats**
12 **postpatrimoniaux, sur une base horaire, en fonction de sa présence à chaque**
13 **heure.**

2.5 L'entente avec TransCanada Energy (l'Entente) prévoit des coûts fixes sans égard à la quantité d'électricité livrée et des coûts variables. Veuillez indiquer si le traitement comptable proposé par le Distributeur dans le présent dossier distingue ces coûts ou si tous les coûts reliés à l'Entente seront amalgamés en un seul poste de coût.

Réponse :

14 **Le Distributeur confirme que tous les coûts reliés à l'entente avec TCE sont**
15 **amalgamés en un seul poste de coûts.**

2.6 Veuillez indiquer si le Distributeur distingue dans sa méthode de traitement comptable proposée les coûts de puissance et les coûts de l'énergie associée.

Réponse :

1 **Non, le Distributeur ne distingue pas les coûts de puissance des coûts**
2 **d'énergie qui y sont associés dans sa méthode de traitement comptable.**

2.7 Veuillez expliquer, à l'aide d'exemples, le « renversement » mentionné à la référence (i).

Réponse :

3 **Le tableau R-2.7 présente les écritures comptables du renversement du passif**
4 **financier et du compte d'écarts TCE, en prenant pour hypothèse que leur**
5 **solde respectif s'élève à 100 \$.**

TABLEAU R-2.7 :
ÉCRITURES COMPTABLES RELATIVES AU RENVÈREMENT DU PASSIF FINANCIER
ET DU COMPTE D'ÉCARTS TCE

	débit	crédit
# 1 <u>Renversement du passif financier</u>		
Passif	100	
@ Achats d'électricité		100
# 2 <u>Renversement du compte d'écarts TCE</u>		
Achats d'électricité	100	
@ Compte d'écarts TCE (hors-base)		100

2.8 Veuillez élaborer sur les avantages et les inconvénients de la méthode de traitement comptable des coûts proposée par le Distributeur. Veuillez les comparer avec ceux d'une méthode alternative.

Réponse :

6 **Le traitement comptable proposé pour les coûts liés à l'entente avec TCE**
7 **correspond au traitement comptable en vertu des US GAAP. Il s'agit du même**
8 **traitement comptable que celui des autres contrats d'approvisionnement du**
9 **Distributeur. Il permet de facturer annuellement à la clientèle les coûts**
10 **réellement encourus conformément aux factures reçues. Aucune autre**
11 **méthode alternative n'a été envisagée.**

12 **Le traitement comptable réglementaire proposé pour les coûts liés à l'entente**
13 **avec Gaz Métro permet également de facturer annuellement à la clientèle les**
14 **coûts réellement encourus conformément aux factures reçues. Ce traitement**
15 **comptable permet de traiter les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro comme**
16 **un contrat d'approvisionnement. Cette proposition présente l'avantage de**

1 **traiter de manière similaire les coûts associés aux contrats ayant la même**
2 **finalité.**

3 **Une méthode alternative aurait été d'harmoniser le traitement comptable**
4 **réglementaire avec le traitement comptable statutaire et de traiter l'entente**
5 **d'entreposage et de vaporisation avec Gaz Métro comme un contrat de**
6 **location-acquisition. Ainsi, une charge d'amortissement d'immobilisation et**
7 **un rendement sur la base de tarification lié à cette immobilisation seraient**
8 **inclus dans les revenus requis du Distributeur.**

2.9 Veuillez indiquer si la méthode de traitement comptable proposée par le Distributeur a des incidences sur :

- 2.9.1 La répartition des coûts par catégories de consommateurs selon la méthode de répartition approuvée par la Régie;

Réponse :

9 **La méthode de répartition des coûts par catégories de consommateurs, y**
10 **compris les contrats spéciaux, n'est pas influencée par la méthode de**
11 **traitement comptable.**

- 2.9.2 Les coûts associés aux contrats spéciaux.
Veuillez expliquer et décrire les incidences, le cas échéant.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 2.9.1.**

Question no 3

Référence :

(i) Dossier R-3925-2015, pièce HQD-01-04, page 14.

Préambule :

- (i) "At any time after the approval of this Definitive Agreement by the Régie, the Purchaser may deliver a notice to the Supplier confirming the delegation and allocation of this Definitive Agreement to either of Hydro-Québec Distribution or Hydro-Québec Production, as the case may be. For greater certainty, the consent of the Supplier is not required for such delegation and allocation.
From and after

the delivery of such notice, the term "Purchaser" shall be deemed to mean Hydro-Québec Distribution or Hydro-Québec Production, as the case may be, for all purposes under this Definitive Agreement." (nos soulignés)

Demande :

3.1 Veuillez décrire le traitement comptable envisagé par le Distributeur dans le cas où une facture de TransCanada Energy Ltd couvre à la fois les besoins du Distributeur et du Producteur pour une année donnée, par exemple, les besoins du Distributeur en janvier et ceux du Producteur pour les mois suivants.

Réponse :

1 **Cette question dépasse le cadre du présent dossier.**

Question no 4

Référence :

(i) Dossier R-3925-2015, pièce HQD-02, document 5, page 6.

Préambule :

(i) « 6. Références : i) R-3925-2015-, HQD-1, doc. 1, p. 11

Préambule :

i) « Par ailleurs, si les ententes n'étaient pas conclues, le Distributeur n'encourra aucuns frais à l'égard de TCE alors qu'une compensation monétaire, pouvant atteindre 1,2 M\$ en décembre 2015, devra être versée à Gaz Métro pour couvrir les frais encourus. »

Demandes :

6.1 Veuillez préciser qui serait responsable d'acquitter cette pénalité de 1,2M\$. [...]

Réponse [du Distributeur]:

Le Distributeur souligne que le montant de 1,2 M\$ ne représente pas une pénalité mais plutôt le montant maximal que Gaz Métro doit engager rapidement afin de débiter les travaux de construction des installations d'entreposage et de vaporisation du GNL, et ce, pour en assurer la disponibilité au 1er décembre 2018.

Si la Régie n'approuve pas l'entente avec TCE, alors le montant de 1,2 M\$ serait acquitté par le Distributeur et inclus à ses coûts d'approvisionnement.» (nos soulignés)

Demandes :

4.1 Les frais de Gaz Métro mentionnés à la référence (i) seront-ils traités comme des coûts d'approvisionnement en électricité ou des charges d'exploitation courante (coûts d'études) de l'année 2015? Veuillez justifier votre proposition.

Réponse :

2 **Comme mentionné à la pièce HQD-3, document 2 (B-0015), page 11, le**
3 **Distributeur demande de reconnaître l'ensemble des coûts liés à cette entente**
4 **à titre de coût d'approvisionnement, en fonction des factures reçues. Le**
5 **Distributeur rappelle toutefois que la compensation monétaire citée en**
6 **préambule ne sera encourue que si les ententes étaient résiliées en vertu de**
7 **l'article 3.2 de l'entente d'entreposage et de vaporisation. Ainsi, aucun**
8 **montant n'a été prévu au présent dossier, celui-ci ayant été préparé en**
9 **présument que les ententes ne seront pas résiliées.**

4.2 Étant donné que ces frais sont dépensés en 2015 en vue d'un service débutant en décembre 2018 selon la référence (i), le Distributeur traitera comment ces frais dans ce cas?

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1.**

4.3 Veuillez préciser l'année financière où ces frais seront constatés. Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 4.1.**

Prévision de la demande en énergie et en puissance (pièce B-0018)

Question no 5

Références :

- (i) Pièce B-0018, page 5;
- (ii) Pièce B-0018, page 8;
- (iii) Dossier R-3864-2013, pièce HQD-1, document 2, annexe 2^E, page 61.

Préambule :

(i) « Contexte général

Depuis juin 2014, les prix mondiaux de l'énergie ont baissé et entraîné dans leur chute les prix d'autres ressources de base et la valeur de plusieurs devises. [...]

Compte tenu de ce contexte, le Distributeur prévoit des ventes d'électricité de 171 241 GWh pour l'année témoin 2016, [...] » (nos soulignés)

(ii) « La dévaluation du dollar canadien au cours de la dernière année a fortement stimulé les exportations internationales du Québec (+7,3%). [...]

Le Distributeur prévoit des ventes de 41 438 GWh aux tarifs G, G9 et M et de 8 898 GWh aux tarifs LG et H pour l'année témoin 2016. » (nos soulignés)

(iii) :

« Comme le Distributeur l'a mentionné dans le dossier tarifaire 2013-2014 (R-3814-2012), il s'est doté d'outils additionnels consistant en des modèles de régression linéaire multiple pour chacun des secteurs de consommations.

Au secteur Résidentiel et agricole, le Distributeur intègre à sa prévision de court terme les résultats d'une régression linéaire multiple entre les ventes à ce secteur et les variables présentées pour ce secteur au tableau 2E-1.

À noter, qu'à long terme, le Distributeur utilise toujours des données de type technico-économique telles :

- La consommation unitaire des équipements électriques ;
- Le taux de diffusion des équipements électriques ;
- L'efficacité des équipements électriques ;

- Des données techniques sur les habitations (superficie, nombre d'occupants et autres). »

Demandes :

5.1 Le Distributeur affirme à la référence (i) qu'il tient compte du « contexte général » constaté depuis juin 2014 dans sa prévision des ventes d'électricité de 2016. Veuillez décrire en détail comment le Distributeur tient compte de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien depuis 2014 dans sa prévision des ventes d'électricité pour l'année témoin 2016.

Réponse :

1 **Le Distributeur s'est doté de modèles de régressions linéaires multiples pour**
2 **la prévision économique, la prévision des ventes et celle des besoins en**
3 **puissance. Comme il l'a indiqué à la séance d'information du 19 septembre**
4 **2014 au dossier R-3905-2014¹, le modèle employé pour prévoir l'économie du**
5 **Québec utilise 114 variables explicatives (intrants) et génère des prévisions**
6 **pour 37 variables économiques. Les équations du modèle constituent un**
7 **système intégré.**

8 **Ainsi, le Distributeur prend en compte les changements des prix des**
9 **ressources et du taux de change, soit directement lorsqu'il les utilise comme**
10 **variables explicatives dans certaines équations ou, de façon implicite, lorsque**
11 **ces mêmes variables deviennent des intrants aux variables explicatives**
12 **d'autres équations.**

13 **De plus, le Distributeur a recours aux prévisions du Conference Board du**
14 **Canada et d'IHS-Global Insight pour certaines variables des économies**
15 **canadienne et américaine. Or, ces prévisions tiennent compte de la baisse des**
16 **prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien depuis 2014.**

5.2 Le Distributeur affirmait dans le dossier R-3864-2013 [référence (iii)] que sa prévision des ventes d'électricité utilise un ou des modèles de *régression linéaire multiple*.

5.2.1 Veuillez indiquer les poids relatifs de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien dans les données historiques utilisées par le Distributeur pour sa régression linéaire.

Réponse :

17 **Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette question. Toutefois,**
18 **comme il l'indique en réponse à la question 5.1, le prix des ressources et le**
19 **taux de change contribuent à la prévision d'un ensemble cohérent de**
20 **variables économiques. De plus, le Distributeur fournit à l'annexe C de la**
21 **pièce HQD-4, document 2 (B-0018) une indication de la contribution des**
22 **principales variables à l'évolution de la demande d'électricité.**

¹ Voir la pièce HQD-4, document 2.1 (B-0065).

5.2.2 Veuillez élaborer sur leurs impacts sur la précision des ventes d'énergie prévues pour 2016.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 5.2.1.**

5.3 Veuillez décrire les liens entre la dévaluation du dollar canadien mentionnée à la référence (ii) et la prévision des ventes d'électricité pour l'année témoin 2016.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 5.1.**

3 **Voir également la réponse à la question 13.3 de la demande de**
4 **renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

Question no 6

Référence :

(i) Pièce B-0018, page 7.

Préambule :

- (i) « L'actualisation des variables reliées à la normale climatique explique une baisse de 150 GWh des ventes entre 2014 et 2015 et une hausse de 150 GWh entre 2015 et 2016 ». (nos soulignés)

Demande :

6.1 Veuillez expliquer pourquoi l'actualisation des variables reliées à la normale climatique occasionne des impacts contraires pour 2014-2015 et 2015-2016.

Réponse :

5 **L'actualisation de la normale climatique s'effectue également en intégrant la**
6 **plus récente année climatique complète disponible. Ainsi, la normale**
7 **climatique des années 2014, 2015 et 2016 s'appuie sur l'analyse des**
8 **conditions climatiques des périodes de 1971 à 2012, 2013 et 2014,**
9 **respectivement. Or, pour la normale climatique de 2015, l'ajout de l'année**
10 **2013 dans l'analyse historique a eu pour effet d'abaisser les degrés-jours de**
11 **chauffage normaux, ce qui a légèrement amplifié l'impact du réchauffement**
12 **climatique tendanciel sur la croissance entre 2014 et 2015. Inversement,**
13 **l'ajout de l'année 2014, nettement plus froide que la normale, pour établir la**
14 **normale climatique de 2016 a eu pour effet d'augmenter les degrés-jours de**
15 **chauffage normaux au point de renverser l'impact du réchauffement**
16 **climatique tendanciel attendu entre 2015 et 2016.**

1 **Le Distributeur réfère également l'intervenant aux pièces spécifiques traitant**
2 **de la méthodologie de la prévision de la demande dans le cadre du Plan**
3 **d'approvisionnement 2014-2023 et du dossier tarifaire 2015-2016².**

Question no 7

Références:

(i) Pièce B-0018, page 7;

(ii) Pièce B-0018, page 11.

Préambule :

(i) « Les ventes prévues au tarif DT pour 2015 diminuent en raison principalement de la baisse du nombre d'abonnements, reflétant l'évolution récente du parc bi-énergie résidentielle. » (nos soulignés)

(ii) « Au tarif DT, l'écart négatif de 162 GWh est attribuable en partie à une diminution plus importante que celle prévue des abonnements à ce tarif » (nos soulignés)

Demandes :

7.1 Veuillez élaborer sur la méthode et les données utilisées par le Distributeur pour réaliser sa prévision des ventes d'énergie au tarif DT.

Réponse :

4 **À l'instar de la prévision par secteurs de consommation, celle des ventes au**
5 **tarif DT s'appuie sur des modèles de régressions linéaires calibrés avec les**
6 **données spécifiques au tarif DT, soit les ventes et les abonnements. Comme**
7 **le modèle de régression linéaire multiple d'abonnements au tarif DT est**
8 **calibré sur l'historique le plus récent du nombre d'abonnements à ce tarif, il**
9 **capte et reflète l'évolution récente du parc biénergie résidentielle.**

10 **Les variables explicatives significatives de ces régressions multiples sont,**
11 **entre autres, les degrés-jours de chauffage, les degrés-jours de climatisation**
12 **et la rémunération des salariés.**

7.2 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour refléter l'évolution récente du parc bi-énergie résidentielle mentionnée à la référence (i) compte tenu que le Distributeur utilise pour ses prévisions des ventes la technique de « *régression linéaire multiple* » basée sur des données historiques.

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 7.1.**

² Pièces HQD-6, document 1 (B-0081), page 6 du dossier R-3864-2013 et HQD-4, document 2.1 (B-0065), pages 17 à 21 du dossier R-3905-2014.

7.3 Veuillez indiquer si le modèle de « *régression linéaire multiple* » utilisé par le Distributeur pour sa prévision des ventes utilise les données relatives au nombre d'abonnements au tarif DT.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 7.1.**

Question no 8

Références :

- (i) Pièce B-0018, page 13;
- (ii) Pièce B-0023, page 6, tableau 2.

Préambule :

(i) « Le taux de pertes de distribution et de transport prévu pour l'année 2016 est de 7,8%. Ce taux est basé sur des conditions climatiques normales et reflète les taux de pertes observées au cours des dernières années ».

(ii) La référence (ii) indique des taux de pertes de 7,56%, 7,72% et 7,82% respectivement pour les années 2014, 2015 et 2016.

Demandes :

8.1 Veuillez justifier le taux de pertes de 7,8% pour 2016.

Réponse :

2 **Le Distributeur dispose d'un modèle explicatif des variations historiques des**
3 **taux de pertes mensuels entre 2009 et 2014 en fonction des conditions**
4 **climatiques et des variations du profil de la charge transitant sur le réseau. Le**
5 **taux de pertes prévisionnel 2016 découle de ce modèle, sur la base de**
6 **conditions climatiques normales.**

8.2 Veuillez expliquer la croissance des taux de pertes de distribution et de transport entre 2014 et 2016 indiquée à la référence (ii).

Réponse :

7 **(Remarque du Distributeur : La référence (ii) fait allusion à la pièce B-0024.)**

8 **Pour ce qui est du taux de pertes de 2016, voir la réponse à la question 8.1.**

9 **Les taux de pertes des années 2014 et 2015 découlent en partie (janvier à avril**
10 **pour 2015) ou en totalité (année 2014) des ventes et des besoins réels.**

Question no 9

Références :

- (i) Pièce B-0018, page 13;
- (ii) Pièce B-0051, page 24.

Préambule :

(i) « La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2015-2016 atteindront 38 049 MW, soit une croissance de 0,4 % ou de 170 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2014-2015. Cette croissance proviendra notamment de celle des ventes au secteur résidentiel et agricole de même qu'au secteur commercial et institutionnel. Outre la croissance de la demande en énergie, l'actualisation des conditions climatiques normales à la pointe de l'hiver 2015-2016 explique une augmentation de +160 MW par rapport aux conditions climatiques normales retenues pour l'hiver 2014-2015. À cet effet, la pointe de l'hiver 2014-2015 a été supérieure de 835 MW à celle acceptée dans la décision D-2015-0188, et ce, principalement en raison des températures plus froides que la normale survenues le 8 janvier 2015. » [Note de bas de page omise] (nos soulignés)

(ii) “6.3. Tarif de développement économique

Dans sa décision D-2015-01817, la Régie demandait au Distributeur « (...) de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique », incluant les volumes d'énergie offerts à ce tarif et une mise à jour de la simulation de rentabilité du tarif. Jusqu'à présent, trois demandes ont été soumises au Distributeur et sont en cours d'évaluation. » [Note de bas de page omise] (nos soulignés)

Demandes :

9.1 Veuillez décrire en détail la méthodologie et les données utilisées par le Distributeur pour passer de la prévision en énergie par usages à la prévision des besoins en puissance [référence (i)].

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 1 de**
- 2 **l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15, document 3 (B-0085) du dossier**
- 3 **R-3905-2014.**
- 4 **Concernant plus spécifiquement la question de la prévision des besoins en**
- 5 **puissance, voir notamment la pièce HQD-6, document 1 (B-0081) du dossier**
- 6 **R-3864-2013, aux pages 17 et 18.**

9.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le passage de la prévision en énergie par usages à la prévision des besoins en puissance est purement mathématique, sans aucun autre ajustement ou intervention arbitraire.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.3 Veuillez fournir l'historique le plus long possible du rapport entre les besoins en puissance et ceux en énergie par usages.

Réponse :

2 **L'information n'est pas disponible puisque le Distributeur ne mesure pas les**
3 **besoins en puissance et en énergie par usages.**

4 **Voir également la réponse à la question 9.1.**

9.4 Veuillez indiquer si le Distributeur effectue un traitement particulier ou non pour la prévision des besoins en puissance des abonnés au tarif DT. Si oui, veuillez le décrire.

Réponse :

5 **La perte de clients au tarif DT occasionne une hausse de la demande de**
6 **chauffage en période de pointe. En effet, le transfert de clients du tarif DT vers**
7 **le tarif D entraîne une hausse du taux de diffusion du chauffage TAE. Ce**
8 **phénomène est pris en compte par le Distributeur dans sa prévision.**

9.5 Veuillez préciser si la puissance prévue de 38 049 MW pour l'hiver 2015-2016 mentionnée à la référence (i) tient compte ou non de l'acceptation potentielle des demandes d'adhésion au tarif de développement économique [référence (ii)]. Veuillez expliquer.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 12.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
10 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

9.6 Veuillez fournir une estimation de la puissance totale en MW ou kW des trois projets de développement économique mentionnés à la référence (ii).

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 12.2 de la demande de renseignements n° 2 de la**
12 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

9.7 Veuillez indiquer la date d'émission de la prévision du besoin en puissance de 2015-2016 mentionné à la référence (i).

Réponse :

1 **La prévision des ventes et des besoins présentée dans le présent dossier**
2 **tarifaire a été réalisée au cours du mois de mai 2015. Elle table sur des**
3 **données de ventes et de besoins réels de janvier à avril pour l'année 2015.**

9.8 Veuillez indiquer la date de communication au Transporteur du besoin en puissance du Distributeur pour calculer la facture de transport de la charge locale.

Réponse :

4 **Le Distributeur communique sa prévision des besoins en puissance au**
5 **Transporteur pour calculer la facture de transport de la charge locale au mois**
6 **de mai de chaque année. Le dossier tarifaire du Transporteur utilise la**
7 **prévision de la demande du présent dossier.**

9.9 Veuillez indiquer la performance de vos prévisions des « besoins en puissance du Distributeur » ces dernières années.

Réponse :

8 **Le Distributeur a présenté dans le cadre du dossier R-3864-2013 un plan de**
9 **suivi de performance prévisionnelle³. Dans ce plan, le Distributeur indique**
10 **qu'un historique d'écarts de prévision assez long est nécessaire pour pouvoir**
11 **réaliser des tests statistiques spécifiques à la performance prévisionnelle. Or,**
12 **à ce jour, un tel historique n'est pas disponible.**

13 **Néanmoins, le Distributeur présente les écarts depuis 2012, en soulignant**
14 **toutefois que le nombre d'années analysées est insuffisant pour tirer des**
15 **conclusions quant à un écart moyen ou à des tendances. Les écarts du**
16 **modèle de prévision en puissance pour les pointes d'hiver 2012-2013,**
17 **2013-2014 et 2014-2015 sont respectivement de -0,8 %, 2,7 % et -0,6 %.**

18 **Nonobstant le nombre insuffisant de données disponibles, le coefficient de**
19 **détermination du modèle de prévision des besoins en puissance permet de**
20 **quantifier la variabilité des besoins expliquée par le modèle et, ainsi, d'en**
21 **apprécier la performance sur la base des données historiques. Ce coefficient**
22 **de détermination est de 99,3 %.**

9.10 Veuillez fournir un ou des indicateurs de performance de vos prévisions des besoins en puissance.

³ Voir la pièce HQD-6, document 1 (B-0081), page 19.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 9.9.**

Question no 10

Référence :

(i) Pièce B-0018, page 16.

Préambule :

(i) « Un contexte économique plus favorable que celui prévu s'est traduit par des ventes plus importantes que prévu dans le secteur pâtes et papiers. »(nos soulignés)

Demandes :

10.1 Veuillez expliquer l'écart entre les ventes prévues et les ventes réelles dans le secteur pâtes et papiers de façon plus précise autre que le terme « contexte économique » évoqué à la référence (i).

Réponse :

2 **Bien que l'industrie des pâtes et papiers au Québec demeure au prise avec**
3 **une forte concurrence internationale, elle a tout de même profité de trois**
4 **facteurs favorables en 2014 : la bonne croissance économique américaine**
5 **(son principal client), la forte dévaluation du dollar canadien et la hausse du**
6 **prix de la pâte de bois sur les marchés internationaux, qui est passé de**
7 **939 \$US/tonne en 2013 à 1 024 \$US/tonne en 2014. Malgré tout, la valeur de la**
8 **production de l'industrie des pâtes et papiers au Québec (PIB par industries)**
9 **n'a augmenté que de 2,5 % en 2014.**

10 **Le Distributeur avait prévu (en mai 2013) une baisse de la demande**
11 **d'électricité de 526 GWh pour l'année témoin, en continuité avec la**
12 **décroissance de la production du secteur des années précédentes (voir le**
13 **tableau R-10.1). La prévision du Distributeur tablait donc sur un contexte**
14 **économique moins favorable qui se serait traduit par des rationalisations**
15 **dans le secteur des pâtes et papiers au début 2014. Or, celles-ci ne se sont**
16 **matérialisées qu'à la fin de l'année.**

17 **Bien que l'écart de prévision puisse sembler important, la production avait**
18 **baissé en moyenne de 5 % par année au cours des cinq années précédentes,**
19 **soit au total de 25 % entre 2007 et 2012, ce qu'illustre le tableau R-10.1.**

**TABLEAU R-10.1 :
CROISSANCE RÉELLE DE L'INDUSTRIE DES PÂTES ET PAPIERS (ISQ)**

2007-2008	-7,0%
2008-2009	-10,3%
2009-2010	-2,6%
2010-2011	-3,2%
2011-2012	-2,2%

10.2 Veuillez indiquer les paramètres ou facteurs décrivant le « contexte économique » dans les modèles de prévision du Distributeur qui pourraient être mieux évalués pour augmenter la performance de la prévision des ventes d'énergie du Distributeur.

Réponse :

1 **Voir le complément de réponse à la question 2.2 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de la FCEI à la pièce HQD-13, document 7 - Compléments**
3 **(B-0103) du dossier R-3814-2012.**

4 **Comme le Distributeur l'a indiqué en réponse à la question 9.9, il a mis en**
5 **place un plan de performance prévisionnelle lui permettant d'effectuer le suivi**
6 **des écarts de prévision de ventes et de besoins en énergie.**

10.3 Veuillez indiquer les mesures qui pourraient être implantées par le Distributeur pour améliorer la performance de ses prévisions :

10.3.1 - du « contexte économique » évoqué à la référence (i);

10.3.2 - des besoins en énergie par usages;

10.3.3 - et des besoins en puissance du Distributeur.

Réponse :

7 **Voir les réponses aux questions 9.9 et 10.2.**

Approvisionnements en électricité (pièce B-0023, HQD-6, document 1)

Question no 11

Référence :

(i) Pièce B-0023, page 5.

Préambule :

(i) « 1. SUIVI DE L'ANNÉE 2015

Les besoins du Distributeur à approvisionner pour l'année 2015 sont estimés à 189,4 TWh, soit 4,2 TWh de plus que ceux prévus au dossier tarifaire 2015-20161 (voir les explications à la section 2 de la pièce HQD-4, document 2).

Conséquemment, le volume d'électricité patrimoniale inutilisée est actuellement évalué à 7,3 TWh, en baisse de 0,2 TWh par rapport à la prévision reconnue par la Régie dans la décision D-2015-018, alors que les approvisionnements postpatrimoniaux sont réévalués à 17,9 TWh, en hausse de 4,1 TWh. Cette hausse des approvisionnements postpatrimoniaux provient principalement d'achats d'énergie de court terme (3,2 TWh), des livraisons additionnelles du contrat cyclable (0,4 TWh) et des rappels d'énergie (0,5 TWh). »

Demandes :

11.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur n'utilise pas davantage de l'électricité patrimoniale au lieu d'achats d'énergie de court terme plus coûteux pour satisfaire les besoins additionnels de 4,2 TWh en 2015 mentionnés à la référence (i).

Réponse :

1 **Dans la gestion opérationnelle des approvisionnements, le Distributeur**
2 **optimise toujours l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale. Toutefois,**
3 **la contribution horaire de l'électricité patrimoniale est limitée aux valeurs**
4 **prévues au décret 1277-2001, de sorte qu'au cours de certaines heures en**
5 **hiver, le Distributeur doit mettre en place des approvisionnements**
6 **additionnels afin de répondre aux besoins de la clientèle.**

7 **Ces approvisionnements additionnels peuvent provenir des rappels d'énergie,**
8 **si le Distributeur détermine que les besoins en énergie le justifient. En effet,**
9 **les rappels permettent de répondre à des besoins fermes en énergie et sont**
10 **fixes sur l'ensemble du mois. C'est à ce titre que des rappels de 0,5 TWh**
11 **étaient requis en 2015 au moment du dépôt du dossier et ont été depuis revus**
12 **à 0,6 TWh, notamment en raison des conditions climatiques très froides**
13 **observées au cours des premiers mois de l'année 2015.**

14 **Le Distributeur ne pourrait pas augmenter arbitrairement le niveau des**
15 **rappels pour un mois donné afin de répondre à une hausse des besoins sur**
16 **quelques heures, au risque d'accroître les volumes d'électricité patrimoniale**
17 **inutilisée. Dans ce cas, le Distributeur procède à des achats d'énergie sur les**
18 **marchés de court terme, conformément à la procédure approuvée par la**
19 **Régie.**

11.2 Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, que la stratégie d'approvisionnement indiquée à la référence (i) minimise les coûts à supporter par la clientèle du Distributeur.

Réponse :

20 **Voir la réponse à la question 11.1.**

11.3 Veuillez fournir :

- 11.3.1 La quantité de puissance (en MW);

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 12.3.**

- 11.3.2 Le volume d'énergie (en TWh ou GWh);

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 12.1.**

- 11.3.3 les coûts de puissance et d'énergie (en M\$)

de chacun des principaux blocs d'achats d'énergie et de puissance de court terme en 2015.

Réponse :

3 **Voir les réponses aux questions 12.1 et 12.3.**

11.4 Veuillez expliquer, chiffres à l'appui, pourquoi le Distributeur rappelle 0,5 TWh en 2015 alors qu'il laisse inutilisée une quantité importante (7,3 TWh) d'électricité patrimoniale.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 11.1.**

11.5 Veuillez indiquer, chiffres à l'appui, s'il serait plus économique pour le Distributeur de rappeler davantage d'énergie et de diminuer ses achats de court terme.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 11.1.**

Question no 12

Référence :

- (i) Pièce B-0023, page 6, tableau 1.

Préambule :

- (i) Le tableau 1 indique des coûts de 280,8 M\$ et de 31,1 M\$ pour les achats d'énergie (3,5 TWh) et de puissance sur les marchés de court terme respectivement pour l'année de base 2015.

Demandes :

12.1 Veuillez fournir le détail du coût de 280,8 M\$ d'achats d'énergie en 2015 sur les marchés de court terme.

Réponse :

1 **L'information demandée est présentée au tableau R-12.1.**

**TABLEAU R-12.1 :
 DÉTAIL DU COÛT DES ACHATS EN ÉNERGIE
 2015**

Achats d'énergie	M\$	GWh
Achats d'énergie réels	251,7	2 970
Achats d'énergie prévus	22,5	502
Couverture des émissions des GES	2,3	-
Gain/perte de change	0,2	-
Énergie interruptible	4,1	23
Entente cadre	0,0	0
Total	280,8	3 495

12.2 Veuillez préciser si le coût de 280,8 M\$ inclut ou exclut la composante « puissance ».

Réponse :

2 **Le coût de 280,8 M\$ exclut la composante puissance.**

12.3 Veuillez ventiler le coût d'achats de puissance de 31,1 M\$ sur les marchés de court terme par principaux blocs de puissance et indiquer les quantités de puissance correspondantes en MW.

Réponse :

3 **L'information demandée est présentée au tableau R-12.3.**

**TABLEAU R-12.3 :
 DÉTAIL DU COÛT DES ACHATS EN PUISSANCE
 2015**

Achats de puissance	M\$	Somme de MW-mois
Achat de puissance sur les marchés	16	2 750

Électricité interruptible	12,8	4 150
Nouvelles interventions en GDP	2,3	63
Total	31,1	6 963

12.4 Veuillez indiquer le coût de l'option d'électricité interruptible pour l'année de base 2015 et sa puissance en MW.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 12.3.**

12.5 Veuillez préciser si le coût d'achats de puissance de 31,1 M\$ inclut ou exclut le coût d'énergie associée.

Réponse :

2 **Le coût des achats de puissance exclut le coût de l'énergie associé à l'option**
3 **d'électricité interruptible. Voir la note 2 du tableau 1 de la pièce HQD-6,**
4 **document 1 (B-0023), page 6. Voir également la réponse à la question 12.1.**

12.6 Veuillez démontrer que les achats d'énergie et de puissance de court terme mentionnés à la référence (i) ont été acquis de façon prudente et économique pour satisfaire les besoins de la clientèle du Distributeur.

Réponse :

5 **Pour les achats d'énergie, le Distributeur suit les règles de la dispense de**
6 **recourir à la procédure d'appel d'offres pour les contrats**
7 **d'approvisionnement de court terme et dépose à la Régie un suivi détaillé de**
8 **ses activités d'achat et de vente. Ce suivi démontre que le Distributeur choisit**
9 **le moyen d'approvisionnement le plus économique disponible.**

10 **Pour les achats de puissance de court terme, le Distributeur a retenu les**
11 **quantités soumises les moins dispendieuses dans le cadre de l'appel d'offres**
12 **A/O 2014-01 afin de combler ses besoins de puissance pour la période**
13 **2014-2015 à 2017-2018.**

Question no 13

Références :

- (i) Pièce B-0023, page 7;
- (ii) Pièce B-0023, page 10, tableau 5, notes de bas de page no (1);

(iii) Décision D-2015-014, paragraphe 215.

Préambule :

(i) :

« La contribution prévue des contrats de long terme pour l'année 2016 est de 15,0 TWh. Celle-ci prend en considération les éléments suivants :

- aucune quantité d'énergie différée en vertu des Conventions d'énergie différée ni revendue sur les marchés, conformément à la *Loi concernant principalement la mise en oeuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016* adoptée le 20 avril 2015 (la « Loi sur le budget 2014 ») ;
- aucune quantité d'énergie rappelée (Conventions d'énergie différée) ;
- la reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle considérant le processus d'appel d'offres actuellement en cours pour l'acquisition du service d'intégration éolienne, comme approuvé par la Régie dans sa décision D-2015-0142 ; »

(ii) : « Contribution basée sur les paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle avec garantie de puissance de 35%. »

(iii):

« [215] Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans l'appel d'offres, des retours d'énergie selon deux périodes de l'année, l'une pour les mois couvrant d'hiver et une seconde pour les autres mois de l'année. Elle fixe les retours d'énergie à 40 % pour la période d'octobre à mars et à 30 % pour la période d'avril à septembre. »

Demandes :

13.1 Veuillez confirmer que la « *Loi sur le budget 2014* » mentionnée à la référence (i) défend le Distributeur de revendre d'énergie sur les marchés seulement à partir de sa date d'adoption, soit le 20 avril 2015.

Réponse :

1 **Le Distributeur précise que c'est plutôt à partir de la date de la sanction, soit**
2 **le 21 avril 2015.**

3 **Toutefois, cette Loi n'a pas eu d'impact sur les activités de revente du**
4 **Distributeur puisqu'il n'était plus en mesure de revendre de l'énergie,**
5 **notamment en raison des conditions de marché (disponibilité de transport**
6 **ferme et congestion). Bien que des capacités de transport sur les**
7 **interconnexions aient pu être occasionnellement disponibles et que pour**
8 **certaines heures, les prix aient pu être supérieurs au prix de l'électricité**

1 **patrimoniale, cela ne survenait que sur de courtes périodes, non continues,**
2 **qui ne correspondaient pas au profil des besoins du Distributeur.**

13.2 Veuillez indiquer si la reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle mentionnée aux références (i) et (ii) respecte le paragraphe 215 de la décision D-2015-014. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

3 **Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur a reconduit l'ensemble des**
4 **paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle.**

5 **L'application des indications formulées au paragraphe 215 de la décision**
6 **D-2015-014 aurait pour impact d'augmenter les livraisons d'énergie éolienne**
7 **au cours des mois d'hiver et de les réduire au cours des mois d'été. Sur une**
8 **base annuelle, cela serait sans impact sur les coûts des approvisionnements**
9 **éoliens et ceux de l'entente d'intégration éolienne.**

10 **L'addition d'énergie éolienne en hiver entraînerait une diminution de**
11 **l'utilisation du contrat cyclable avec le Producteur et des achats d'énergie sur**
12 **les marchés de court terme. Par ailleurs, la diminution de la production**
13 **éolienne en été favoriserait une plus grande utilisation de l'énergie**
14 **patrimoniale.**

15 **L'impact sur les coûts de 2016 dépendra de la date d'entrée en vigueur des**
16 **contrats qui seront accordés dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-02.**
17 **Comme précisé dans le document d'appel d'offres, les contrats devront**
18 **prendre effet au plus tard le 1^{er} octobre 2016. Selon l'échéancier, les**
19 **soumissions retenues seront annoncées le 24 novembre 2015.**

13.3 Veuillez indiquer s'il y a ou non une différence en terme de coûts d'intégration éolienne et de coûts d'achats d'énergie de court terme en 2016 entre le scénario de reconduction des paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle et celui indiqué au paragraphe 215 de la décision D-2015-014.

Réponse :

20 **Voir la réponse à la question 13.2.**

13.4 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez fournir une estimation des impacts sur les coûts d'approvisionnement de 2016.

Réponse :

21 **Voir la réponse à la question 13.2.**

13.5 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur prévoit ne pas rappeler l'énergie des Conventions d'énergie différées en 2016.

Réponse :

1 **Le niveau des besoins à approvisionner ne justifiait pas de procéder à des**
2 **rappels. Le Distributeur tient à rappeler que les rappels doivent se faire par**
3 **tranche de 50 MW par mois.**

Question no 14

Références :

- (i) Pièce B-0023, page 10, tableau 5 (Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance – Hiver 2015-2016 – Année témoin »;
- (ii) Pièce B-0023, page 10.

Préambule :

- (i) Le tableau 5 indique une quantité de 150 MW associée aux « *autres approvisionnements de long terme* » pour l'hiver 2015-2016.
- (ii) « Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux comprend le coût fixe relatif à la centrale de TCE, ainsi que le coût associé à la suspension de ses livraisons pour l'année 2016 et les coûts liés à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe. » (nos soulignés)

Demande(s) :

14.1 Veuillez indiquer la composition des « *autres approvisionnements de long terme* » indiqués à la référence (i) et leurs coûts correspondants.

Réponse :

4 **Les « autres approvisionnements de long terme » sont composés uniquement**
5 **d'un contrat d'achat d'électricité interruptible auprès d'un client industriel fixé**
6 **par décret.**

14.2 Veuillez fournir la ventilation des 150 MW associés aux « *autres approvisionnements de long terme* » mentionnés à la référence (i) par contrats d'achats d'énergie de long terme et contrats d'achats de puissance de long terme.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 14.1.**

14.3 Veuillez préciser si l'entente de fourniture de puissance en périodes de pointe hivernales avec TCE fait partie des « *autres approvisionnements de long terme* » du tableau 5 [référence (i)].

Réponse :

1 **Non. Voir également la réponse à la question 1.1.**

14.4 Veuillez indiquer les coûts liés à l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe et ses contributions en puissance en MW pour l'hiver 2015-2016 et 2016-2017.

Réponse :

2 **Tel qu'il est présenté au tableau 5 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0023), le**
3 **Distributeur ne prévoit aucune contribution de la centrale de TCE pour la**
4 **pointe 2015-2016.**

5 **Voir également la réponse à la question 1.1.**

14.5 Veuillez fournir une estimation du coût d'achat de puissance sur les marchés de court terme pour la même quantité de puissance que celle qui serait fournie par la centrale de TCE en périodes de pointe en 2016 [référence (ii)].

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 14.4.**

Question no 15

Référence :

(i) Pièce B-0023, tableau 6.

Préambule :

(i) :

TABLEAU 6 :
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2014 Année historique			2015 Année de base			2016 Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	12,5	1 189,0	94,8	14,4	1 418,8	98,7	15,0	1 527,6	102,0
COURT TERME	2,7	521,0	s.o.	3,5	311,8	s.o.	0,3	63,7	s.o.
Achats d'énergie ⁽¹⁾	2,7	502,6	183,8	3,5	280,8	80,3	0,3	20,2	75,1
Reventes d'énergie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	18,4	s.o.	s.o.	31,1	s.o.	s.o.	43,5	s.o.
dont option d'électricité interruptible		7,7			12,8			11,1	
dont nouvelles interventions en GDP					2,3			8,8	
SERVICE DE TRANSPORT									
TOTAL	15,3	1 709,9	111,9	17,9	1 730,6	96,9	15,2	1 591,4	104,4

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre.

Demandes :

15.1 Pour l'année 2016, le tableau 6 indique un coût de 13,6 M\$ (43,5 M\$ moins 11,1 M\$ moins 8,8 M\$) d'achats de puissance de court terme autres que l'option d'électricité interruptible et les nouvelles interventions en GDP. Veuillez expliquer comment le

Distributeur a déterminé le montant de 13,6 M\$ et fournir la quantité de puissance correspondante.

Réponse :

1 **Le coût des achats de puissance sur les marchés de court terme pour l'année**
 2 **2016 est de 23,7 M\$ (43,5 M\$ moins 11,1 M\$ moins 8,8 M\$). Ces achats**
 3 **correspondent, d'une part, aux achats effectués dans le cadre de l'appel**
 4 **d'offres de court terme A/O 2014-01 et, d'autre part, à des achats qui devront**
 5 **être effectués pour combler les besoins de puissance de l'année 2016.**

6 **Le tableau R-15.1 présente le détail des achats de puissance sur les marchés**
 7 **de court terme.**

**TABLEAU R-15.1 :
 ACHATS DE PUISSANCE COURT TERME DE L'ANNÉE 2016**

	Janvier	Février	Mars	Décembre	TOTAL
A/O 2014-01					
MW	500	500	500	300	1 800
\$/kW-mois	8,96	8,87	6,00	11,99	8,62
M\$	4,5	4,4	3,0	3,6	15,5
AUTRES					
MW	300	300	300	700	1 600
\$/kW-mois	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
M\$	1,5	1,5	1,5	3,6	8,2
TOTAL					
MW	800	800	800	1 000	3 400
\$/kW-mois	7,51	7,46	5,66	7,17	6,96
M\$	6,0	6,0	4,5	7,2	23,7

15.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le coût de 13,6 M\$ d'achats de puissance de court terme exclut le coût de l'utilisation de TCE en périodes de pointe compte tenu que l'entente avec TCE vise le long terme.

Réponse :

8 **Le Distributeur le confirme.**

15.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les coûts des achats de puissance de court terme en M\$ présentés au tableau 6 [référence (i)] excluent les coûts associés à la composante « énergie » des achats de puissance du Distributeur. Veuillez expliquer.

Réponse :

9 **Le Distributeur le confirme.**

Question no 16

Référence :

- (i) Pièce B-0023, page 17, tableau A-1, ligne intitulée « Autres approvisionnements de long terme ».

Préambule :

- (i) La référence (i) indique des coûts de 1,2 M\$, 1,0 M\$, et 1,2 M\$ associés aux « *Autres approvisionnements de long terme* » respectivement pour 2014, 2015 et 2016.

Demande :

16.1 Veuillez indiquer si les coûts indiqués à la référence (i) ont un lien quelconque avec les ententes avec TCE et Gaz Métro et préciser leur nature.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur confirme que ces coûts n'ont aucun lien avec les ententes**
2 **avec TCE et Gaz Métro. Voir également la réponse à la question 14.1.**

Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de pass-on 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015

Question no 17

Références :

- (i) Pièce B-0016, page 7, ligne 1;
(ii) Pièce B-0041, page 11, ligne 11.

Préambule :

- (i) Le Distributeur affirme à la référence (i) que selon les modalités de disposition en vigueur, un montant de 127,8 M\$ devrait être versé aux revenus requis 2016.

- (ii) « **4.3. Compte de *pass-on* projeté pour l'achat d'électricité 2015**

Évalué sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés, le montant du *pass-on* 2015 s'établit à 127,8 M\$ (débitéur) et est versé aux revenus requis de 2016. Ce montant inclut un ajustement de 0,4 M\$ (créditeur) relatif à l'entente globale cadre pour l'année réelle 2014 comptabilisé en 2015. Les données finales de l'entente globale cadre n'étant connues qu'après la fin de l'année réelle, l'ajustement qui en découle est comptabilisé l'année subséquente. » (nos soulignés)

Demandes :

17.1 Veuillez élaborer sur la précision du montant de 127,8 M\$ associé au compte de pass-on de 2015.

Réponse :

1 **Le calcul du compte de *pass-on* 2015 est établi en fonction d'un scénario**
2 **d'approvisionnement basé sur une estimation annuelle des besoins du**
3 **Distributeur après quatre mois réels et huit mois prévisionnels normalisés.**
4 **Par conséquent, ce calcul inclut l'impact des aléas climatiques de l'hiver 2015**
5 **(janvier à avril) sans toutefois tenir compte des aléas climatiques à venir.**

17.2 Veuillez fournir une estimation du montant du compte de pass-on 2015 en se basant sur 8 mois réels et 4 mois projetés.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 50.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
7 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

17.3 Veuillez indiquer si le Distributeur maintient ou non sa proposition de modification exceptionnelle des modalités de disposition des soldes des comptes de pass-on 2013-2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015 suite à une évaluation plus récente du compte de pass-on 2015.

Réponse :

8 **Le Distributeur maintient sa proposition de modalités de disposition du solde**
9 **de compte de *pass-on* 2015 compte tenu du fait que la variation est peu**
10 **significative par rapport au solde inclus au dossier tarifaire.**

Question no 18

Référence :

(i) Pièce B-0016, page 8.

Préambule :

(i) « Cette demande est conforme au souci de la Régie d'assurer la stabilité tarifaire et de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle, principes retenus dans sa décision D-2008-024 dans laquelle elle reconnaît l'importance d'une approche au cas par cas et repris plus récemment dans sa décision D-2015-018. » (nos soulignés)

Demandes :

18.1 Afin d'aider la Régie et les intervenants à apprécier les impacts de la demande du Distributeur sur la stabilité tarifaire, veuillez fournir un ordre de grandeur des hausses tarifaires de 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 et 2020-2021 pour chacun des scénarios suivants :

18.1.1 - Maintien des modalités actuelles de disposition des comptes de pass-on et de nivellement pour aléas climatiques;

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).**

18.1.2 - Modification de ces modalités selon la proposition du Distributeur.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignements n° 1 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).**

Taux d'inflation (pièce B-0017)

Question no 19

Référence :

(i) Pièce B-0017, page 3, tableau 1.

Préambule :

(i) Le Distributeur utilise un taux d'inflation de 2,0% pour 2016 qui est prévu par la Vice-Présidence Comptabilité et Contrôle et la Vice-Présidence Financement, Trésorerie et Caisse de retraite d'Hydro-Québec.

Demandes :

19.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a participé ou non dans la prévision du taux d'inflation effectuée par la Vice-Présidence Comptabilité et Contrôle et la Vice-Présidence Financement, Trésorerie et Caisse de retraite d'Hydro-Québec.

Réponse :

5 **La vice-présidence Comptabilité et contrôle (VPCC) établit, sans la**
6 **participation du Distributeur, la prévision du taux d'inflation au Canada. Pour**
7 **ce faire, elle s'appuie sur les données de plusieurs organismes. Puisque**
8 **l'inflation au Canada est un paramètre utilisé par divers groupes et divisions**
9 **d'Hydro-Québec, la VPCC a également le mandat de diffuser ce taux aux fins**
10 **des prévisions financières et économiques de l'ensemble de l'entreprise.**

11 **Bien que le Distributeur n'ait pas contribué à la prévision du taux d'inflation, il**
12 **a retenu ce taux et l'a utilisé aux fins du présent dossier. Voir à cet effet la**
13 **réponse à la question 19.4.**

19.2 Veuillez justifier l'utilisation par le Distributeur du taux d'inflation de 2% pour 2016, alors que le taux d'inflation prévu de 2015 n'est que de 0,5%.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 19.1.**
- 2 **Voir également les réponses aux questions 11.1 et 11.3 de la demande de**
3 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068). Les**
4 **tableaux R-11.1-A et R-11.3-A montrent que la prévision retenue est**
5 **comparable à celles des organismes formant le Consensus.**

19.3 Veuillez comparer le taux d'inflation prévu de 2016 adopté par le Distributeur avec ceux prévus par d'autres organismes.

Réponse :

- 6 **Voir les réponses aux questions 11.1 et 11.3 de la demande de**
7 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).**

19.4 Veuillez indiquer les impacts de la prévision du taux d'inflation sur différentes évaluations et prévisions du Distributeur pour le présent dossier.

Réponse :

- 8 **Le taux d'inflation est un élément important, notamment, pour l'établissement**
9 **du facteur d'évolution des charges d'exploitation (voir la section 2.1 de la**
10 **pièce HQD-8, document 1 [B-0026]). En matière d'évaluation de l'efficience, il**
11 **sert de référence pour le contrôle de la croissance des indicateurs de coûts**
12 **(voir les sections 1 et 2 de la pièce HQD-2, document 1 [B-0013]). Il est**
13 **également utilisé pour la prévision des coûts évités de long terme (voir la**
14 **section 1.1 de la pièce HQD-4, document 4 [B-0021]).**
- 15 **Par ailleurs, le Distributeur a déjà indiqué dans le cadre du dossier**
16 **R-3470-2010⁴ que l'inflation n'est pas une variable utilisée directement aux**
17 **fins de la prévision de la demande. Les modèles du Distributeur utilisent**
18 **plutôt des indicateurs économiques exprimés en termes réels, c'est-à-dire**
19 **nets de l'inflation.**

19.5 Veuillez indiquer les mesures qui pourraient être implantées pour améliorer la précision du taux d'inflation que le Distributeur utilise.

Réponse :

- 20 **Voir les réponses aux questions 11.1, 11.3 et 11.4 de la demande de**
21 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).**

⁴ En réponse à la question 4.5 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

19.6 Veuillez comparer les avantages et les inconvénients de l'option de l'utilisation du taux d'inflation au Canada avec celle du taux d'inflation au Québec.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 11.1, 11.3 et 11.4 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).**

Coûts évités (pièce B-0021, HQD-4, document 4)

Question no 20

Référence :

(i) Pièce B-0021, page 5.

Préambule :

(i) « Pour l'horizon de long terme, il correspond désormais au coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'A/O 2015-01.

- Pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2015, indexé à l'inflation) ;
- À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 106 \$/kW-an (\$ 2015, indexé à l'inflation).»

Demandes :

20.1 Veuillez justifier de la façon la plus détaillée et la plus complète possible la proposition du Distributeur décrite à la référence (i).

Réponse :

3 **Pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018, le signal de prix de 20 \$/kW-hiver**
4 **correspond au prix auquel le Distributeur achète la puissance en hiver sur les**
5 **marchés de court terme.**

6 **Voir également la réponse à la question 3.1 de la demande de**
7 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1 (B-0015) du**
8 **dossier R-3939-2015.**

9 **À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité de la puissance à long**
10 **terme est basé sur le résultat de l'appel d'offre (A/O 2015-01) pour**
11 **l'acquisition de 500 MW de puissance garantie auprès d'Hydro-Québec**
12 **Production.**

13 **Voir également la réponse à la question 15.1 de la demande de**
14 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).**

20.2 Veuillez expliquer les calculs des prix de 20 \$/kW-hiver et de 106 \$/kW-an indiqués à la référence (i). Veuillez préciser vos hypothèses et références.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 20.1.**

20.3 Veuillez expliquer quand on doit se référer aux coûts évités exprimés en \$/kW-hiver et en \$/kW-an respectivement dans le cas spécifique du Distributeur.

Réponse :

2 **Le Distributeur exprime son signal de coût évité de court de terme en**
3 **\$/kW-hiver car les achats en puissance sont réalisés exclusivement pour les**
4 **mois d'hiver.**

5 **Quant au signal de coût évité de long terme, celui-ci est exprimé en \$/kW-an,**
6 **car le Distributeur supporte un coût annuel pour l'achat de puissance à la**
7 **marge (appel d'offres A/O 2015-01).**

20.4 Veuillez fournir les coûts de puissance de chacune des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 2.4 de la demande de renseignements n° 2 de la**
9 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.1 (B-0039) du dossier R-3925-2015.**

20.5 Veuillez démontrer que l'adoption de la valeur de 106 \$/kW/an indiqué à la référence (i) comme coût évité à compter de 2018-2019 reflète l'évolution des prix sur les marchés à long terme.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 15.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
11 **Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).**

20.6 Veuillez indiquer les impacts potentiels de l'adoption éventuelle par la Régie des nouveaux coûts évités de puissance proposés par le Distributeur sur les activités, programmes ou projets du Distributeur, notamment ceux reliés aux projets de gestion de la puissance.

Réponse :

12 **Voir la pièce HQD-10, document 1 (B-0042).**

13 **Les coûts évités de puissance proposés par le Distributeur sont déjà intégrés**
14 **au présent dossier, notamment pour les programmes de gestion de la**
15 **demande en puissance.**

Stratégies pour l'année tarifaire 2016-2017 (pièce B-0051, HQD-14, document 2)

Question no 21

Référence :

(i) Pièce B-0051, page 6, tableau 1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente à la référence (i) les indices d'interfinancement de différentes catégories de consommateurs après l'ajustement tarifaire proposé pour 2016.

Demande :

21.1 Veuillez fournir les indices d'interfinancement de différentes catégories de consommateurs avant l'ajustement tarifaire proposé pour 2016, selon le format du tableau 1.

Réponse :

1 **Le tableau R-21.1 présente les indices d'interfinancement par catégories de**
2 **consommateurs avant l'ajustement tarifaire proposé pour 2016.**

**TABLEAU R-21.1 :
INDICES D'INTERFINANCEMENT
AVANT LA HAUSSE TARIFAIRE PROPOSÉE**

Catégories de consommateurs	Interfinancement
	Avant hausse tarifaire
Domestiques	86,4
Généraux	
G	118,4
M	127,0
LG	104,1
Sous-total - Généraux	121,5
Total	99,0
Grands industriels	107,2

Question no 22

Références:

(i) Pièce B-0051, page 7, tableau 2;
(ii) Pièce B-0051, page 10, tableau 4.

Préambule :

(i) Tableau 2 intitulé « Tarifs domestiques proposés pour 2016 »;

(ii) Tableau 4 intitulé « Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique ».

Demandes :

22.1 Veuillez refaire les tableaux 2 et 4 en appliquant la stratégie actuelle pour les tarifs domestiques (gel de la redevance d'abonnement et hausse 2 fois plus importante pour la deuxième tranche d'énergie que pour la 1^{ère} tranche).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.2 de la demande de renseignements n° 2 de la**
 2 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

22.2 Veuillez refaire les tableaux 2 et 4 en gelant la redevance d'abonnement selon la stratégie actuelle et en appliquant une hausse uniforme pour la première et la deuxième tranche d'énergie des tarifs domestiques.

Réponse :

3 **Les tableaux R-22.2-A et R-22.2-B présentent les informations demandées**
 4 **selon l'hypothèse d'un gel de la redevance et d'une hausse uniforme des prix**
 5 **de l'énergie. À défaut d'une hypothèse quant à l'évolution souhaitée des**
 6 **primes de puissance, le Distributeur leur a appliqué une hausse de 1,9 %**
 7 **conformément à sa proposition dans le cadre du présent dossier.**

**TABLEAU R-22.2-A :
 TARIFS DOMESTIQUES SELON LE SCÉNARIO DEMANDÉ PAR L'ACEF DE QUÉBEC**

	Tarifs 2015	Tarifs 2016
Tarifs D et DM		
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,68	5,80
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,60	8,78
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,33
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,15	3,21
Tarif DT		
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,57	4,67
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	26,69	27,21
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,33
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,15	3,21

**TABLEAU R-22.2-B :
 IMPACT DE LA HAUSSE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE
 SELON LE SCÉNARIO DEMANDÉ PAR L'ACEF DE QUÉBEC**

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	17 802	117,95	120,17	2,22	1,9%
Moyenne des clients D	17 939	119,86	122,12	2,26	1,9%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	19 463	129,46	131,92	2,46	1,9%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 918	94,53	96,26	1,74	1,8%
Moyenne des clients DM	118 024	763,30	776,74	13,44	1,8%
Moyenne des clients DT	24 410	135,51	138,11	2,61	1,9%
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Client à la 1 ^{re} tranche seulement	10 950	64,19	65,29	1,10	1,7%
Logement 5 ½	11 590	72,61	73,88	1,27	1,7%
Résidence unifamiliale					
111 m ² (1 195 pi ²)	20 494	133,69	136,23	2,55	1,9%
158 m ² (1 701 pi ²)	26 484	175,62	179,04	3,43	2,0%
207 m ² (2 228 pi ²)	32 054	215,44	219,70	4,26	2,0%
390 m ² (4 198 pi ²)	48 062	330,16	336,82	6,66	2,0%
Client avec puissance facturée (100 kW)	411 700	3 147,35	3 212,60	65,26	2,1%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	808,61	824,04	15,43	1,9%

22.3 Veuillez fournir une estimation du montant de revenus supplémentaires que le Distributeur obtiendrait grâce à la hausse de 1,9% du tarif bi-énergie résidentielle DT.

Réponse :

- 1 **Tel qu'il est présenté à la pièce HQD-1, document 4 (B-0011), les revenus**
- 2 **additionnels associés à une hausse de 1,9 % du tarif DT au 1^{er} avril 2016**
- 3 **s'élèvent à 3 M\$.**
- 4 **Dans l'hypothèse d'un gel du tarif DT, le manque à gagner de 3 M\$ serait**
- 5 **assumé par l'ensemble des autres clients du Distributeur, incluant les clients**

- 1 **industriels de grande puissance, ce qui impliquerait une augmentation de la**
2 **hausse tarifaire pour ceux-ci de 0,03 %⁵.**

22.4 Veuillez fournir une estimation de la hausse tarifaire applicable sur les clients industriels de grande puissance et sur l'ensemble du reste de la clientèle du Distributeur dans l'hypothèse où on gelait le tarif DT en 2016-2017 tout en donnant au Distributeur le même revenu requis que dans sa proposition de hausse tarifaire [les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire proposée sont présentés par le Distributeur à la pièce HQD-1, document 4].

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 22.3.**

Stratégie tarifaire pour les années postérieures à 2016-2017 (pièce B-0051, HQD-14, document 2)

Question no 23

Références :

- (i) Pièce B-0051, page 18;
- (ii) Pièce B-0051, page 20;
- (iii) HQD, Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2^{ème} rencontre : 12 juin 2015, page 32 (analyses du Distributeur)
- (iv) HQD, Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2^{ème} rencontre : 12 juin 2015, page 32 (figures);
- (v) HQD, Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1^{ère} rencontre : 30 avril 2015, page 38 (figures).

Préambule :

- (i) « Compte tenu de la diversité de la clientèle, tout changement saisonnier de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande dispersion des impacts. Considérant l'objectif visé, ce résultat met en doute la plus-value de cette proposition. De plus, une telle structure complexifierait grandement les tarifs et leur application, notamment lors des changements de saison.

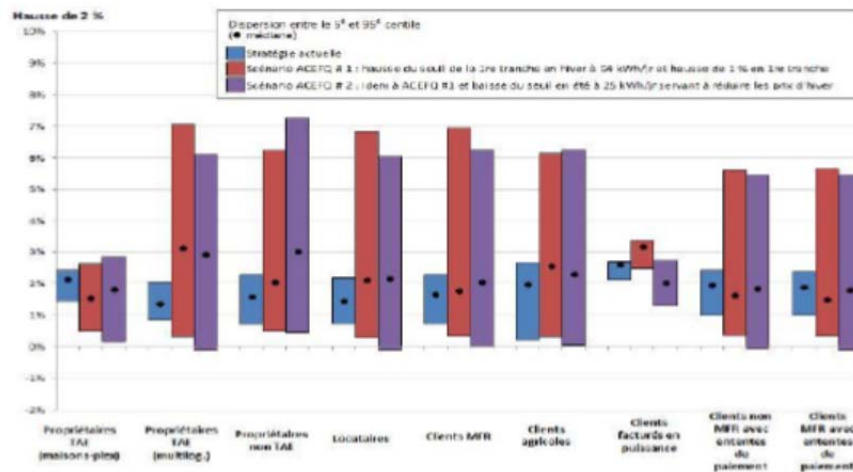
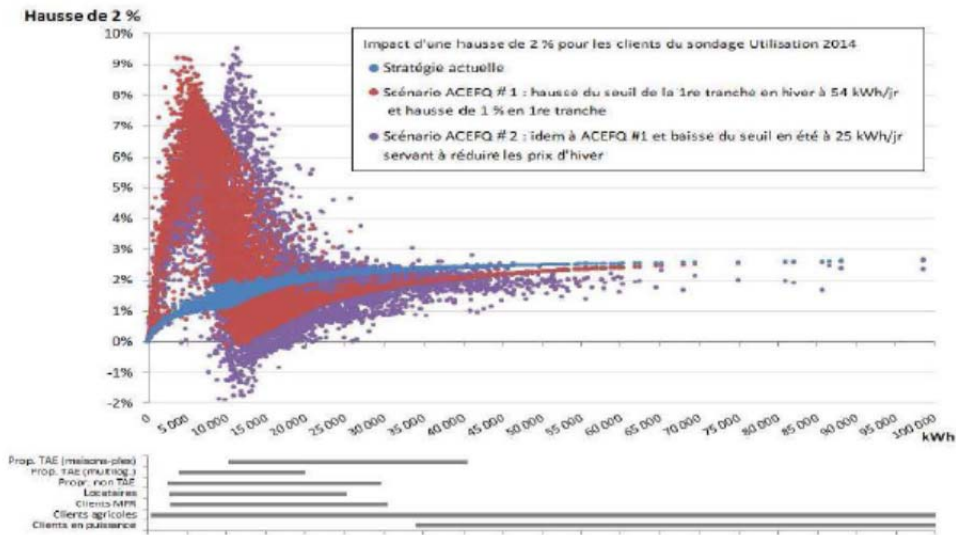
Si l'objectif est de réduire la facture des ménages à faible revenu, d'autres avenues devraient plutôt être envisagées. Une augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche, par exemple, serait une façon moins complexe d'aider cette clientèle en atténuant les impacts tarifaires» (nos soulignés)

⁵ Soit, 3 M\$ divisés par le total des revenus avant la hausse 11 711 M\$ réduits des revenus des contrats spéciaux de 899 M\$ et de ceux associés au tarif DT de 174 M\$.

- (ii) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1re tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, [...] (nos soulignés)

- (iii) « Constats p/r à la stratégie actuelle
 - Impact élevé pour les petits consommateurs, le prix des premiers kWh étant plus élevé
 - Plus de dispersion des impacts » (nos soulignés)

- (iv) Figures suivantes :



(v) (figures non-reproduites).

Demandes :

23.1 Veuillez indiquer si la « *grande dispersion des impacts* » mentionnée à la référence (i) constituerait un motif pour le Distributeur de ne pas proposer à la Régie une structure saisonnière pour les tarifs domestiques dans les prochaines années. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

1 **Le Distributeur a présenté à la page 32 du document de présentation du**
2 **30 avril 2015 (annexe A de la pièce HQD-16, document 1.1 [B-0071]) une série**
3 **de critères à considérer dans l'évaluation de la stratégie tarifaire. Un de ces**
4 **critères est d'éviter les chocs tarifaires. À l'instar des autres distributeurs**
5 **d'électricité, le Distributeur ne considère pas la dispersion des impacts**
6 **comme un obstacle à l'introduction d'un changement, mais un des éléments**
7 **qu'il doit prendre en considération pour formuler ses propositions.**

8 **Voir également la réponse à la question 6.2 de la demande de**
9 **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

23.2 Veuillez fournir d'exemples d'autres distributeurs nord-américains qui considèrent « *la dispersion des impacts* » comme un obstacle à l'implantation des tarifs saisonniers.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 23.1.**

23.3 Veuillez justifier l'affirmation du Distributeur à la référence (i) que « *tout changement saisonnier de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande dispersion des impacts* ».

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 6.3 de la demande de renseignements n° 2 de la**
12 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

23.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la « *dispersion des impacts* » mentionnée aux références (iii) et (iv) ne se reproduirait qu'à la première année lors du changement de la structure tarifaire, mais ne se répéterait pas pour les années suivantes. Veuillez commenter.

Réponse :

13 **Le Distributeur confirme que les impacts des scénarios présentés lors de la**
14 **séance de travail du 12 juin 2015 (voir le document de présentation à**
15 **l'annexe A de la pièce HQD-16, document 1.1 [B-0071]) ne sont pas récurrents**
16 **puisque'ils réfèrent tous à des modifications appliquées dès la 1^{re} année. Il**

1 s'agit d'illustrations théoriques car, pour en atténuer les impacts tarifaires,
2 toute modification apportée à la structure tarifaire devrait en pratique être
3 implantée progressivement en considérant globalement tous les autres
4 changements à la structure et l'ajustement tarifaire demandé.

23.5 Veuillez indiquer la méthode de calculs des pourcentages de « hausse » indiqués aux graphiques de la référence (iv) et leurs significations.

Réponse :

5 La hausse correspond à l'écart, en pourcentage, entre la facture annuelle
6 calculée à partir des prix de l'un des scénarios étudiés considérant une
7 hausse annuelle de 2 % et la facture annuelle au tarif D au 1^{er} avril 2015.

8 Étant donné qu'elles correspondent toutes deux à un impact annuel, il n'y a
9 aucune différence entre le concept de hausse tarifaire annualisée de la
10 référence (v) et celui de hausse de la référence (iv).

23.6 Veuillez expliquer les différences et similitudes des pourcentages de « hausse » indiqués aux graphiques de la référence (iv) avec ceux intitulés « Hausse tarifaire annualisée » du graphique de la référence (v).

Réponse :

11 Voir la réponse à la question 23.5.

23.7 Veuillez préciser la base temporelle (horaire, journalière, etc.) des caractéristiques de consommation de la clientèle retenues par le Distributeur pour ses calculs.

Réponse :

12 Aux fins de l'évaluation de scénarios alternatifs dans le cadre des séances de
13 travail sur les tarifs domestiques, le Distributeur a utilisé des données de
14 consommation mensualisées, de la période allant du 1^{er} janvier au
15 31 décembre 2014, pour déterminer les impacts associés à des scénarios de
16 tarif saisonnier.

17 Le Distributeur confirme que les impacts ont été calculés en utilisant les
18 données de consommation des participants au sondage *Utilisation de*
19 *l'électricité dans le marché résidentiel 2014*, sauf pour les segments des
20 clients agricoles et des clients facturés en puissance pour lesquels tous les
21 clients ainsi identifiés dans le système de facturation ont été retenus pour
22 calculer les impacts.

23.8 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les pourcentages de hausse indiqués aux graphiques de la référence (iv) se rapportent aux factures d'électricité annuelles des clients du sondage Utilisation 2014. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 23.5 et 23.7.**

23.9 Si la réponse à la question précédente est positive, veuillez confirmer que le Distributeur se base sur une période de facturation de 60 jours. Si non, précisez la période de facturation supposée par le Distributeur pour ses calculs.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 23.7.**

23.10 En ce qui concerne les résultats d'analyses du Distributeur présentés à la référence (iv), veuillez calculer et présenter les impacts sur la facture d'électricité de la clientèle en terme monétaire (\$) par tranches de consommation, [et non en pourcentages], pour chacun des 3 scénarios étudiés, soit le scénario de poursuite de la stratégie actuelle et les scénarios ACEFQ#1 et ACEFQ#2.

Réponse :

3 **Le Distributeur ne voit pas la pertinence de fournir ce détail aux fins de**
4 **l'exercice. En effet, contrairement aux résultats exprimés en termes absolus**
5 **qui ne présenteraient qu'une progression continue des impacts en fonction du**
6 **niveau de consommation, les impacts sur la facture d'électricité en termes**
7 **relatifs permettent d'apprécier l'importance de la modification de la structure**
8 **pour le client tout en considérant son niveau de consommation. Ainsi, un**
9 **impact élevé en pourcentage peut se traduire en un impact monétaire faible**
10 **pour un client dont la consommation est faible et, inversement, un impact**
11 **monétaire élevé peut être associé à un impact relatif faible. Un impact**
12 **monétaire équivalent peut ainsi cacher des impacts relatifs opposés.**

23.11 Veuillez présenter sous forme de graphique et commenter sur la « dispersion des impacts » du scénario demandé par la Régie à sa question 6.4 de la DDR no 2 de la Régie au Distributeur (pièce A-0010), soit une hausse de la 1^{ère} tranche limitée à 40 kWh/j pour les mois d'hiver seulement, compensée par une hausse du prix de la 2^{ème} tranche d'énergie 2 fois plus importante que pour la 1^{ère} tranche.

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 4 de la**
14 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.3.**

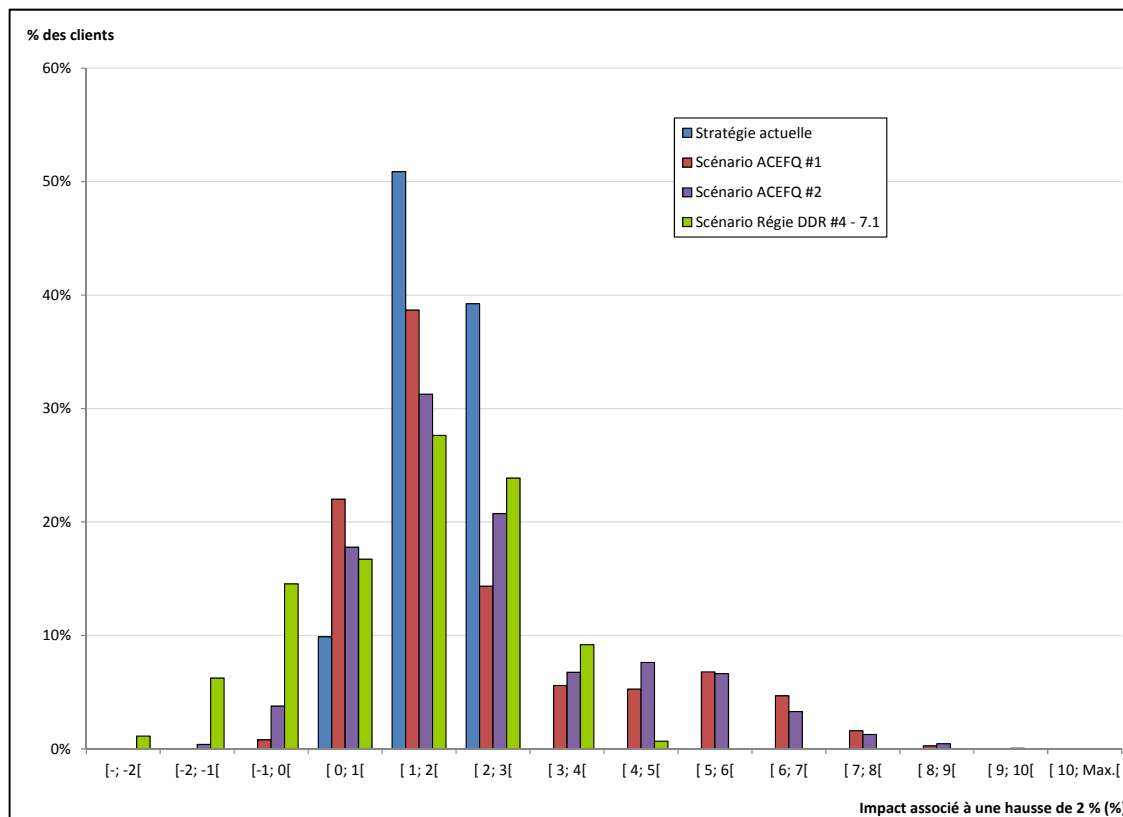
23.12 Veuillez calculer et présenter les pourcentages des clients par tranches de hausses de facture d'électricité pour chacun des 3 scénarios mentionnés à la question 23.10 et pour le scénario demandé par la Régie mentionné à la question 23.11 :

- Pourcentage des clients : nombre de clients / nombre total des clients;
- Tranches de hausses de facture annuelle : de -2% à 10% par pas de 1% tel qu'indiqué sur l'axe vertical du graphique de la référence (iv).

Réponse :

- 1 **Le Distributeur fournit à la figure R-23.12 la distribution des impacts pour les scénarios demandés.**
- 2

**FIGURE R-23.12 :
DISTRIBUTION DES IMPACTS POUR LES SCÉNARIOS DEMANDÉS**



Question no 24

Référence :

(i) Pièce B-0051, page 18.

Préambule :

(i) « Compte tenu de la diversité de la clientèle, tout changement saisonnier de la structure (seuils et/ou prix) produirait une grande dispersion des impacts. Considérant l'objectif visé, ce résultat met en doute la plus-value de cette proposition. De plus, une telle structure

complexifierait grandement les tarifs et leur application, notamment lors des changements de saison. » (nos soulignés)

Demandes :

24.1 À la demande de l'ACEF de Québec, le Distributeur a réalisé en dedans d'une semaine l'établissement de certains scénarios de tarifs saisonniers et l'analyse de leurs impacts sur la clientèle. De plus, la Régie a remarqué récemment que 8 des 18 distributeurs américains couverts par le balisage présenté en séance de travail ont une structure tarifaire et/ou des tarifs qui varient selon la saison [pièce A-0010, DDR no 2 de la Régie à Hydro-Québec, page 8]. Compte tenu de ceux-ci, veuillez expliquer en quoi une structure saisonnière « *complexifierait grandement les tarifs domestiques* » dans le cas du Distributeur.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle qu'il ne faut pas confondre l'établissement de**
2 **scénarios et de leurs impacts sur la facture des clients aux fins des**
3 **discussions avec les impacts qui seraient associés à leur éventuelle**
4 **implantation.**

5 **Considérant l'importance de l'attente de la clientèle pour la simplicité des**
6 **tarifs, le Distributeur estime qu'une structure saisonnière complexifie**
7 **grandement le tarif et son application. Ainsi, la multiplication des seuils**
8 **d'énergie ou des prix applicables associée à une telle structure affecterait**
9 **grandement la clarté du signal de prix. Un tarif comportant un plus grand**
10 **nombre de tranches d'énergie ou de prix implique nécessairement une facture**
11 **moins compréhensible, notamment lorsque la période de consommation**
12 **chevauche les deux saisons.**

13 **Voir également la réponse à la question 6.3 de la Régie à la pièce HQD-16,**
14 **document 1.1 (B-0071).**

24.2 Veuillez décrire les travaux à effectuer par le Distributeur pour implanter éventuellement les tarifs domestiques saisonniers, et fournir les coûts estimés des travaux d'implantation et leurs délais de réalisation.

Réponse :

15 **Compte tenu de l'objectif du présent dossier d'établir les grandes orientations**
16 **de la stratégie relative aux tarifs domestiques, le Distributeur n'a pas évalué le**
17 **coût des travaux d'implantation, ni les délais de réalisation associés à une**
18 **orientation qu'il ne privilégie pas.**

24.3 Veuillez indiquer en quoi une structure saisonnière des tarifs domestiques « *complexifierait grandement leur application, notamment lors des changements de saison* ».

Réponse :

1 **Voir la réponse à question 24.1.**

24.4 Le balisage effectué par le Distributeur et présenté à la séance de travail du 30 avril 2015 (page 56) indique que Ottawa Hydro et Toronto Hydro ont des tarifs TDT saisonniers à 3 périodes (creuse, médiane, et pointe) et que Georgia Power a des tarifs domestiques à 3 tranches pour chacune des 2 saisons été-hiver. Le Distributeur peut-il nous indiquer pourquoi la tarification saisonnière ne serait pas complexe en conception et en application chez ces entreprises?

Réponse :

2 **Ce n'est pas parce que certains distributeurs ont des tarifs saisonniers qu'il**
3 **est possible de conclure que ceux-ci ne sont pas complexes.**

4 **Voir également la réponse à la question 6.2 de la demande de**
5 **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

24.5 Si la Régie voulait implanter des tarifs saisonniers dans le secteur domestique, le Distributeur serait en mesure de le faire à partir de quelle année (date le plus tôt)?

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 24.2.**

Question no 25

Références :

- (i) Pièce B-0051, page 20;
- (ii) HQD, Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 2ème rencontre : 12 juin 2015, page 24.

Préambule :

- (i) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, [...] » (nos soulignés)
- (ii) « Baisse de la redevance avantage les petits consommateurs, incluant les petits agricoles, et a un impact à la hausse sur les plus grands (puisque les prix d'énergie sont plus élevés), dans tous les segments

- . Représente une baisse de la facture pour 45% des clients
- . Accentue leur contribution aux coûts ». (nos soulignés)

Demandes :

25.1 Veuillez indiquer la méthode et les données que le Distributeur utilise actuellement pour déterminer la redevance d'abonnement.

Réponse :

1 **L'objectif visé en 2006 était que la redevance couvre un minimum de coûts**
2 **fixes liés à l'abonnement. Voir la page 35 du document de présentation du**
3 **30 avril 2015 et les pages 7 et 8 du document de présentation du 12 juin 2015**
4 **(annexe A de la pièce HQD-16, document 1.1 [B-0071]).**

25.2 Veuillez expliquer les liens entre la redevance d'abonnement et le réseau de distribution de taille minimum que le Distributeur détermine à chaque dossier tarifaire pour sa répartition des coûts par catégories de consommateurs.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 25.1.**

25.3 Veuillez indiquer la méthode et les données que le Distributeur utilisera éventuellement pour déterminer la facture minimale qui remplacerait la redevance d'abonnement.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
7 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

25.4 L'ACEF de Québec note que l'évaluation présentée par le Distributeur à la page 47 de sa présentation à la séance de travail du 30 avril 2015 concerne le scénario de gel de la redevance combiné à la facturation minimale, alors que dans le présent dossier le Distributeur propose l'implantation de facture minimale en remplacement de la redevance d'abonnement. Veuillez comparer les impacts de ces deux approches sur les prix des composantes du tarif D et sur les factures de la clientèle domestique. Veuillez fournir d'exemples numériques.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
9 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

25.5 Veuillez préciser si le Distributeur entend ou non établir des factures minimales par saisons, par exemple hiver-été. Veuillez expliquer.

Réponse :

10 **Comme les coûts que vise à récupérer une facture minimale sont des coûts**
11 **fixes annuels, celle-ci ne devrait pas varier selon les saisons.**

25.6 Veuillez fournir une estimation des consommations (kWh/jour, kWh/mois, kWh/60 jours, etc.) considérées par le Distributeur dans sa détermination de la facture minimale. Veuillez justifier.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

25.7 Veuillez indiquer les impacts de la facturation minimale sur les prix de la 1^{ère} tranche d'énergie et de la 2^{ème} tranche d'énergie. Veuillez fournir quelques exemples selon les conditions de 2015-2016 ou de 2016-2017.

Réponse :

3 **Tel qu'il est présenté au tableau A-7 à la page 36 de la pièce HQD-14,**
4 **document 2 (B-0051), les revenus associés à la redevance au tarif D**
5 **s'élevaient à 517 M\$ en 2014. Compte tenu que la facture minimale associée**
6 **au scénario OC#2 (scénario représenté en mauve aux pages 35 et 36 du**
7 **document de présentation du 12 juin 2015⁶) permettrait de récupérer environ**
8 **150 M\$, le Distributeur aurait à récupérer à terme 367 M\$ de plus par**
9 **l'entremise des prix d'énergie. Comme une variation de 0,01 ¢/kWh génère**
10 **actuellement 3 M\$, le remplacement de la redevance par une facture minimale**
11 **permettrait d'accroître le signal de prix en énergie, toutes choses étant égales**
12 **par ailleurs, de 1,21 ¢/kWh. Ce sera toutefois la stratégie d'ajustement des prix**
13 **de la 1^{re} et de la 2^e tranche ainsi que les autres modifications pouvant être**
14 **apportées conjointement qui détermineront la dispersion des impacts nets sur**
15 **la clientèle.**

25.8 Veuillez indiquer si l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance serait appropriée ou non dans le cas où la Régie maintient la période de facturation de 60 jours.

Réponse :

16 **Le remplacement de la redevance par une facture minimale pourrait**
17 **s'effectuer tant sur une base bimestrielle que mensuelle puisque cette**
18 **dernière serait établie au prorata du nombre de jours de la période de**
19 **consommation.**

25.9 Veuillez comparer la facturation minimale et l'augmentation éventuelle de la redevance d'abonnement pour donner au Distributeur le même revenu minimum, par exemple en

⁶ Pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071), annexe A.

termes de bases méthodologiques, d'impacts sur la clientèle et sur les opérations/activités du Distributeur.

Réponse :

- 1 **La différence entre les deux approches réside dans l'effet sur le signal de prix.**
2 **En effet, la facture minimale en remplacement de la redevance permettrait de**
3 **mettre plus d'emphasis sur les prix d'énergie pour lesquels les clients peuvent**
4 **agir davantage alors qu'une hausse de la redevance mettrait plus d'emphasis**
5 **sur une composante sur laquelle les clients peuvent moins agir.**
- 6 **Puisqu'une facture minimale est déjà appliquée aux tarifs G et M, le**
7 **Distributeur estime que l'introduction d'une facture minimale aux tarifs**
8 **domestiques nécessiterait un développement informatique limité et un court**
9 **délaï de réalisation.**
- 10 **Voir également la réponse à la question 25.7.**

25.10 Veuillez décrire les travaux à effectuer par le Distributeur pour implanter la facturation minimale et fournir les coûts estimés des travaux d'implantation et leurs délais de réalisation.

Réponse :

- 11 **Voir la réponse à la question 25.9.**

25.11 Compte tenu de l'affirmation du Distributeur à la référence (ii), veuillez confirmer (ou infirmer) que, de manière générale, le maintien d'un niveau relativement faible de redevance d'abonnement favoriserait les petits consommateurs d'énergie incluant les ménages à faible revenu. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

- 12 **Le Distributeur le confirme. Voir la page 38 du document de présentation du**
13 **30 avril 2015 (annexe A de la pièce HQD-16, document 1.1 [B-0071]).**

25.12 Veuillez indiquer si le Distributeur envisagerait ou non le gel de la facture minimale dans les prochaines années dans l'hypothèse que la Régie acceptait l'implantation de la facture minimale en remplacement de la redevance minimale. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

- 14 **Afin d'atténuer les impacts associés à l'introduction d'une facture minimale,**
15 **une implantation progressive serait privilégiée avec, en contrepartie, une**
16 **baisse progressive de la redevance. Des revenus additionnels devraient alors**
17 **être récupérés par une hausse progressive des prix d'énergie.**

25.13 Veuillez indiquer les impacts de la facturation minimale sur les factures d'électricité des ménages à faible revenu et sur les activités et programmes du Distributeur pour protéger cette classe de clientèle.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

25.14 Veuillez indiquer le degré de « dispersion des impacts » dans l'éventualité d'une implantation de la facturation minimale.

Réponse :

3 **Voir les réponses à la question 25.7 de la présente demande de**
4 **renseignements et à la question 5.1 de la demande de renseignements n° 2 de**
5 **la Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

Question no 26

Référence :

(i) Pièce B-0051, page 20.

Préambule :

(i) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1^{re} tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, [...] » (nos soulignés)

Demandes :

26.1 Veuillez confirmer que l'augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche d'énergie pour « capter la notion de chauffage de base » a ses impacts sur la facture d'électricité des clients en été, considérant le fait que le Distributeur ne propose pas de tarifs saisonniers.

Réponse :

6 **Prise isolément, une hausse du seuil de la 1^{re} tranche impliquerait une baisse**
7 **de revenus qui devrait être récupérée au moyens des autres composantes du**
8 **tarif. Les impacts sur les factures d'électricité et leur dispersion, en été et en**
9 **hiver, dépendent de la stratégie d'ajustement des prix et des autres**
10 **modifications qui pourraient également être apportées à la structure du tarif.**
11 **Voir également la réponse à la question 6.4 de la demande de renseignements**
12 **n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

26.2 Veuillez indiquer le seuil de la première tranche en kWh/jour ou kWh par période de facturation pour « *capter la notion de chauffage de base* » selon la proposition du Distributeur mentionnée à la référence (i). Veuillez expliquer votre méthode de détermination de ce seuil.

Réponse :

1 **Bien qu'aucun seuil précis ne soit encore fixé, le Distributeur continue**
2 **d'exclure toute méthode de détermination du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie**
3 **basée sur une évaluation empirique des usages. Comme mentionné à la**
4 **page 5 du document de présentation du 12 juin 2015 (annexe A de la pièce**
5 **HQD-16, document 1.1 [B-0071]), un tel exercice comporte des jugements de**
6 **valeur et ne permet pas de fixer une allocation universelle qui garantirait de**
7 **capter le chauffage de base pour chacun des 3,7 millions d'abonnements aux**
8 **tarifs domestiques, de la même façon que l'actuel seuil de 30 kWh par jour ne**
9 **permet pas de couvrir les mêmes usages pour tous les clients.**

26.3 Veuillez indiquer les impacts de l'augmentation du seuil de la première tranche d'énergie sur le prix de la deuxième tranche d'énergie.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 26.1.**

26.4 Si l'on augmente le seuil de la 1^{ère} tranche d'énergie pour « *capter la notion de chauffage de base* », quels seront les impacts sur les prix et la facture d'électricité en hiver et en été pour les ménages à faible revenu et pour l'ensemble de la clientèle domestique respectivement.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 26.1.**

26.5 Veuillez fournir une estimation des coûts de service totaux actuels (couvrant les composantes : approvisionnement, transport, distribution et services à la clientèle, mais excluant la composante « abonnement ») associés respectivement à la première et à la deuxième tranche d'énergie du tarif domestique D.

Réponse :

12 **Le Distributeur ne fait pas de répartition du coût de service par composantes**
13 **de tarif.**

26.6 Veuillez commenter sur la « *dispersion des impacts* » résultant de l'augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche d'énergie proposée par le Distributeur.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 26.1.**

Question no 27

Références :

- (i) Pièce B-0051, page 20;
- (ii) Pièce B-0051, page 6.

Préambule :

- (i) « Les orientations privilégiées par le Distributeur sont : l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance, un seuil de la 1re tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base, la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2), tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge, et le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une TDT. »

(ii) :

4 Dans le contexte de la démarche de consultation portant sur la stratégie relative aux tarifs
5 domestiques, le Distributeur propose de ne pas reconduire pour le présent dossier la
6 stratégie tarifaire appliquée dans les dossiers tarifaires précédents. Une hausse tarifaire
7 uniforme au 1^{er} avril 2016 de chacune des composantes des tarifs domestiques (D, DM et
8 DT), neutre sur la structure et sur les clients, apparaît une avenue plus appropriée au
9 présent contexte, équilibrée et équitable pour la clientèle⁴. Ces tarifs domestiques au
10 1^{er} avril 2016, incluant une hausse tarifaire de 1,9 % et tenant compte de l'orientation
11 proposée, sont présentés au tableau 2.

Demandes:

27.1 Veuillez fournir une estimation du signal de prix à la marge mentionné à la référence (i) et indiquer son évolution d'ici 2023. Veuillez expliquer vos calculs et préciser vos hypothèses.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 2 de la**
3 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

4 **Advenant la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs, le**
5 **signal de prix à la marge pour le tarif D applicable aux clients facturés**
6 **uniquement en énergie devrait également inclure le coût évité de puissance**
7 **de long terme, portant ainsi le signal de prix à la marge à 16,06 ¢/kWh tel qu'il**
8 **est présenté en réponse à la question 3.3 de la demande de renseignements**
9 **n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

27.2 Veuillez préciser si le signal de prix à la marge mentionné à la référence (i) reflète ou non la situation où le Distributeur dispose de surplus d'électricité patrimoniale jusqu'à 2023.

Réponse :

1 **Comme mentionné en réponse à la question 3.2 de la demande de**
2 **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071), le**
3 **signal de prix à la marge est évalué sur la base du coût évité de l'énergie de**
4 **long terme, applicable à compter de l'année 2024.**

5 **Voir également la réponse à la question 14.1 de la demande de**
6 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).**

27.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le maintien dans les prochaines années de la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie mentionné à la référence (i) signifie une hausse plus importante en 2^{ème} tranche qu'en première comme pour ces dernières années.

Réponse :

7 **Le Distributeur le confirme. Tel qu'il est indiqué en réponse à la question 3.3**
8 **de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16,**
9 **document 1.1 (B-0071), cette stratégie serait toutefois conditionnelle à la**
10 **création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2).**

27.4 Veuillez justifier, chiffres à l'appui, la proposition du Distributeur de maintenir la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge pour les années postérieures à 2016-2017 [référence (i)].

Réponse :

11 **Une telle stratégie est justifiée puisque le prix de la 2^e tranche est toujours**
12 **inférieur au signal de prix. Voir également la réponse à la question 27.1.**

27.5 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur souhaite maintenir la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour les années postérieures à 2016-2017 [référence (i)], alors qu'il considère qu'une hausse uniforme au 1^{er} avril 2016 des composantes des tarifs domestiques serait équilibrée et équitable pour la clientèle [référence (ii)].

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
14 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

27.6 Veuillez commenter sur la possibilité de poursuivre dans les prochaines années la stratégie considérée par le Distributeur comme équilibrée et équitable pour la clientèle à la référence (ii).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

27.7 Veuillez indiquer si la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs domestiques (tarif D2) causerait des impacts négatifs ou non sur la facture d'électricité des ménages à faibles revenus. Veuillez expliquer.

Réponse :

3 **La création d'un tarif D2 n'aurait aucun impact perceptible pour le reste de la**
4 **clientèle au tarif D, incluant notamment les ménages à faible revenu.**
5 **Voir les réponses aux questions 4.3 et 7.6 de la demande de renseignements**
6 **n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

27.8 Veuillez indiquer le degré de « dispersion des impacts sur la clientèle » dans le cas de la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs domestiques (tarif D2).

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 7.6 de la demande de renseignements n° 2 de la**
8 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

Question no 28

Références:

- (i) Présentation Séance de travail Phase 1 : tarifs domestiques – 1^{ère} rencontre : 30 avril 2015, Hydro-Québec Distribution, p. 36 [citée dans la DDR no 2 de la Régie au Distributeur, question no 3].
- (ii) Pièce B-0021, page 13, tableau A-1, ligne intitulé « Chauffage des locaux ».

Préambule :

- (i) « Le prix de la 2e tranche de 8,60 ¢/kWh est toujours inférieur au coût évité du chauffage de long terme en énergie de 14,01 ¢/kWh en 2024 (R-3905-2014) ».
- (ii) Le Distributeur établit le coût évité du chauffage des locaux à 8,64 ¢/kWh en 2016. Ce dernier coût couvre toutes les composantes : fourniture-transport (6,31 ¢/kWh), transport-charge locale (1,71 ¢/kWh), et distribution (0,62 ¢/kWh).

Demandes :

28.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur compare, à la référence (i), le prix actuel de la 2^{ème} tranche d'énergie avec le coût évité en 2024.

Réponse :

1 **Dans l'industrie électrique, les coûts marginaux de long terme servent à la**
2 **conception des tarifs de base pour inciter les clients à utiliser efficacement**
3 **l'électricité et à orienter leurs décisions d'achat. Ainsi, le prix de la 2^e tranche**
4 **du tarif D qui s'applique sur les kWh à la marge devrait tendre vers le coût**
5 **évité de long terme. Voir à ce sujet la page 4 du document de présentation du**
6 **12 juin 2015 (annexe A de la pièce HQD-16, document 1.1 [B-0071]).**

28.2 Veuillez indiquer s'il serait plus correct de comparer les prix et les coûts évités de la même année.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 28.1.**

28.3 Veuillez commenter sur le rapprochement entre le prix actuel de la 2^{ème} tranche d'énergie des tarifs domestiques (8,6 ¢/kWh) et le coût évité du chauffage des locaux en 2016 (8,64 ¢/kWh). Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 28.1.**

28.4 Veuillez préciser si le rapprochement mentionné précédemment devrait être considéré ou non dans la conception de la stratégie tarifaire du secteur domestique pour les prochaines années.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 28.1.**

Question no 29

Références :

(i) Pièce B-0021, page 5;

(ii) Pièce B-0051, page 24.

Préambule :

(i) « 1. COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

1.1. Coût évité de fourniture - transport

1.1.1. Indicateur de coût évité de l'énergie

Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été. De plus, des approvisionnements de long terme sont requis à compter de 2024 afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver.

Ainsi, pour la période d'hiver, le signal de prix reflète le coût des achats en hiver sur les marchés de court terme et pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

2016 à 2024 inclusivement :

- le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,6 ¢/kWh (\$ 2015), indexé à l'inflation ;
- le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2015), indexé à l'inflation.

À compter de 2024 :

- le signal de prix est de 8,3 ¢/kWh (\$ 2015) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage.» (nos soulignés)

(ii) :

- 15 Le tableau 6 présente la simulation de la neutralité du tarif de développement économique.
16 Outre le coût à la marge qui est évalué sur la base des coûts évités de l'énergie et de la
17 puissance du présent dossier¹⁸, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du
18 dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites¹⁹.

**TABLEAU 6 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ (¢/KWH)**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourm	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,3	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2018	TDE	3,0	0,3	0,2	3,6	0,2	3,8	0,2	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,1	0,5	1,3	4,9	0,2	5,1	(1,0)	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,6	1,4	5,1	0,2	5,3	(1,2)	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE+transition	3,2	0,6	1,4	5,2	0,2	5,4	(1,0)	4,4	-15,0%	5,1
2022	TDE+transition	3,2	0,8	1,4	5,5	0,2	5,7	(1,0)	4,7	-10,0%	5,2
2023	TDE+transition	3,3	1,0	1,4	5,7	0,2	5,9	(1,0)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 5,651%		3,0	0,5	0,8	4,3	0,2	4,5	(0,3)	4,2	-17,2%	5,0

Demandes :

29.1 Veuillez confirmer que le coût évité de l'énergie de 6,6 ¢/kWh (\$ 2015) indiqué à la référence (i) reflète le coût des achats en hiver sur les marchés de court terme, puisque le Distributeur considère que l'électricité patrimoniale ne sera pas disponible de 2016 à 2024 pour la période hivernale (décembre à mars) [situation de déficits énergétiques en période d'hiver mentionnée à la référence (i)]. Si votre réponse est négative, veuillez expliquer.

Réponse :

1 Le Distributeur confirme que le signal de coût évité de l'énergie pour la
2 période hivernale de 6,6 ¢/kWh reflète le coût des achats d'énergie sur les
3 marchés de court terme en hiver.

4 Toutefois, compte tenu de la présence de surplus énergétiques pour plusieurs
5 heures en hiver à l'horizon de 2023, le coût à la marge de l'énergie présenté au
6 tableau 6 de la référence (ii) correspond à la moyenne du signal de coût évité
7 de l'énergie pour la période hivernale de 6,6 ¢/kWh et du coût de l'électricité
8 patrimoniale, pondéré par le nombre d'heures où le Distributeur prévoit
9 réaliser des achats d'énergie sur les marchés de court terme.

10 Voir également la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements
11 n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.4 (B-0107) du dossier
12 R-3905-2014.

29.2 Veuillez expliquer pourquoi l'établissement des coûts évités d'énergie de long terme par le Distributeur ne tient pas compte des surplus d'électricité patrimoniale jusqu'à l'horizon de 2023-2024 [référence (i)], alors qu'il justifie l'introduction du tarif de développement économique par la présence de surplus d'électricité patrimoniale pendant la même période [de 2015 à 2023] [référence (ii)]. [L'ACEF de Québec note qu'en 2016, le coût de l'électricité patrimoniale représente 85% (2,9/3,4=85%) du coût de fourniture associé au tarif de développement économique, selon l'évaluation du Distributeur présentée à la référence (ii)].

Réponse :

13 Voir la réponse à la question 29.1.

14 Voir également la réponse à la question 14.1 de la demande de
15 renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068).

29.3 Le Distributeur affirme à la référence (ii) que le coût de fourniture applicable au tarif de développement économique est basé sur le coût évité de l'énergie et de la puissance soumis dans le présent dossier. Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, que les coûts de fourniture applicables au tarif de développement économique de 3,2 et 3,4 ¢/kWh pour 2015 et 2016 indiqués à la référence (ii) sont basés sur les coûts évités présentés dans le présent dossier [référence (i)]. Veuillez expliquer et préciser vos hypothèses.

Réponse :

16 Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 3 de la
17 Régie à la pièce HQD-15, document 1.4 (B-0107) du dossier R-3905-2014.

29.4 Veuillez indiquer si le coût de fourniture applicable au tarif de développement reflète ou non la « non-disponibilité » de l'électricité patrimoniale en période d'hiver de 2016 à 2024.

Veillez détailler vos traitements du coût évité de l'énergie et du coût de fourniture applicables au tarif de développement économique.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.4 (B-0107) du dossier R-3905-2014.**

29.5 Veuillez commenter sur l'opportunité d'évaluer le coût évité de l'énergie de 2015 à 2023 applicable à la clientèle régulière du Distributeur de la même façon que celle adoptée pour évaluer le coût de fourniture du tarif de développement économique.

Réponse :

3 **La méthode de calcul des coûts évités pour le tarif de développement**
4 **économique repose, d'une part, sur les mêmes signaux que ceux utilisés pour**
5 **la détermination des coûts évités par usages et, d'autre part, sur l'hypothèse**
6 **d'une charge additionnelle significative et maintenue sur plusieurs heures,**
7 **laquelle pourrait être approvisionnée en partie par de l'électricité patrimoniale**
8 **en période d'hiver compte tenu de la présence de surplus énergétiques.**

9 **Les interventions en efficacité énergétique ciblent, quant à elles, plusieurs**
10 **comportements et différents usages n'ayant pas le même impact sur les**
11 **besoins du Distributeur. Par conséquent, la généralisation de la méthode de**
12 **calcul des coûts évités pour le tarif de développement économique n'est pas**
13 **envisageable.**

Question no 30

Référence :

(i) Pièce B-0051, page 19.

Préambule :

(i) « Outre les mesures commerciales, des avenues tarifaires pourraient également être envisagées pour retarder le plus possible l'érosion du parc biénergie. Puisque le Distributeur dispose d'une marge de manœuvre reliée à la rentabilité du tarif, celle-ci pourrait être utilisée pour accroître davantage l'économie du client. » (nos soulignés)

Demandes :

30.1 Veuillez quantifier la marge de manœuvre du Distributeur à l'égard du tarif DT mentionnée à la référence (i).

Réponse :

1 Le Distributeur présente aux tableaux R-30.1-A et R-30.1-B les résultats de la
2 mise à jour de l'analyse de rentabilité du tarif DT, en supposant,
3 respectivement, un effacement complet de 6,7 kW et moyen de 5,8 kW du
4 client biénergie.

TABLEAU R-30.1-A :
ANALYSE ÉCONOMIQUE – EFFACEMENT COMPLET DU CLIENT BIÉNERGIE (6,7 kW)

COÛTS ACTUALISÉS (\$2015) - HORIZON 20 ANS	Type de système biénergie		
	Air chaud	Air chaud avec climatisation	Air chaud avec climatisation et piscine chauffée
Rentabilité du client biénergie - effacement complet	3 782 \$	4 285 \$	7 119 \$
Rentabilité du Distributeur - effacement complet	8 301 \$	7 863 \$	5 398 \$

5

TABLEAU R-30.1-B :
ANALYSE ÉCONOMIQUE – EFFACEMENT MOYEN DU CLIENT BIÉNERGIE (5,8 kW)

COÛTS ACTUALISÉS (\$2015) - HORIZON 20 ANS	Type de système biénergie		
	Air chaud	Air chaud avec climatisation	Air chaud avec climatisation et piscine chauffée
Rentabilité du client biénergie - effacement moyen	3 023 \$	3 526 \$	6 360 \$
Rentabilité du Distributeur - effacement moyen	6 904 \$	6 466 \$	4 001 \$

6 Les tableaux détaillés, notamment celui présentant les coûts évités utilisés, se
7 retrouvent dans le chiffrier Excel HQD-16-02_R-30.1.xlsx.

30.2 Veuillez préciser les coûts évités utilisés par le Distributeur pour quantifier cette marge de manœuvre.

Réponse :

8 Voir la réponse à la question 30.1.

30.3 Veuillez indiquer si le niveau de prix de la puissance relativement élevé résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01 inciterait ou non le Distributeur à développer davantage d'avenues tarifaires pour retarder le plus possible l'érosion du parc biénergie résidentielle ou à le développer. Veuillez expliquer.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 58.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

Question no 31

Références :

- (i) Pièce B-0051, page 16;
- (ii) Pièce B-0051, page 20.

Préambule :

- (i) « Il faut rappeler que le taux de participation à une TDT [tarification différenciée dans le temps] optionnelle se situe généralement autour de 3 à 4%. [...]

En comparaison, les programmes commerciaux sont mieux adaptés pour cibler et inciter, sur une base volontaire, les clients les plus aptes à contribuer au succès des mesures de gestion de la demande en période de pointe. De plus, ils sont généralement mieux acceptés par leur approche plus directe qui récompense le client pour ses gestes.» (nos soulignés)

- (ii) « Les orientations privilégiés par le Distributeur sont : [...] le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une TDT. » (nos soulignés)

Demandes :

31.1 À la lecture des références (i) et (ii), l'ACEF de Québec comprend que le Distributeur propose à la Régie de ne pas implanter la TDT optionnelle dans les prochaines années. Veuillez confirmer notre compréhension.

Réponse :

- 3 **Le Distributeur confirme qu'une TDT optionnelle n'est pas envisagée et que**
4 **cette orientation du Distributeur tient compte de tous les éléments du**
5 **contexte mentionnés par l'intervenant à la question 31.2.**
6 **Voir également la réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements**
7 **n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).**

31.2 Veuillez indiquer si dans sa proposition de ne pas introduire la TDT [référence (ii)], le Distributeur a considéré les facteurs suivants :

- 31.2.1 - Le Distributeur demande à la Régie d'approuver des contrats avec le Producteur et TCE pour l'achat de la puissance en hiver aux prix relativement élevés;

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 31.1.**

31.2.2 - Le Distributeur propose à la Régie dans le présent dossier d'approuver de nouveaux coûts évités de puissance relativement élevés qui justifieraient vraisemblablement plus d'investissements pour la gestion de la puissance de pointe;

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 31.1.**

31.2.3 - Le Distributeur paye au Transporteur d'année en année des frais importants de transport basés uniquement sur sa puissance de pointe;

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 31.1.**

31.2.4 - Le Distributeur complétera à court terme l'implantation de nouveaux compteurs facilitant l'implantation de la TDT;

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 31.1.**

31.2.5 - Baltimore Gas & Electric semble connaître un certain succès avec son programme de réduction de la demande de pointe combinant la gestion automatisée des systèmes de climatisation et de rabais tarifaires (taux de satisfaction de la clientèle de 92%) [source : pièce A-0010, DDR no 2 de la Régie au Distributeur, page 14, question 9, références (iii) et (iv)].

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 31.1.**

31.3 Veuillez indiquer si l'implantation de la TDT optionnelle en parallèle avec d'autres moyens de gestion de la pointe serait avantageuse pour la clientèle du Distributeur, sans affecter la rentabilité du Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur rappelle qu'une TDT, même optionnelle, peut ne pas être**
2 **avantageuse pour tous ceux qui y adhèrent. Voir le rapport final du projet**
3 **tarifaire Heure juste à la pièce HQD-12, document 6 du dossier R-3740-2010.**
4 **Par ailleurs, l'instauration d'une TDT doit être évaluée en tenant compte de**
5 **mesures permettant d'atteindre les mêmes objectifs.**

31.4 Veuillez identifier les conditions de réalisation et les actions qu'entreprendrait le Distributeur dans l'éventualité où la Régie demandait au Distributeur d'implanter la TDT optionnelle pour le secteur domestique.

Réponse :

- 6 **Le Distributeur n'a pas étudié cette éventualité.**

Suivis demandés par la Régie – Tarification au nord du 53^e parallèle (pièce B-0051)

Question no 32

Référence :

- (i) Pièce B-0051, page 24.

Préambule :

- (i) « Compte tenu qu'un plan d'action est en cours d'élaboration et que des mesures seront déployées, dès l'automne 2015, en collaboration avec l'Administration régionale Kativik, la Société Makivik et la Société d'habitation du Québec / Office municipal d'habitation Kativik, il est proposé de mettre en application à compter du 1^{er} avril 2016 l'augmentation graduelle du prix de la 2^e tranche d'énergie des tarifs domestiques au nord du 53^e parallèle (excluant le réseau de Schefferville). Ainsi, en appui aux mesures déployées, un signal de prix plus accentué sera offert pour ceux qui utilisent l'électricité alors qu'il existe une source d'énergie alternative moins coûteuse. Bien que ces mesures ne permettent pas d'éliminer entièrement la consommation en 2^e tranche, elles offriront à la clientèle des moyens de la réduire. »

Demandes:

32.1 Veuillez décrire les mesures déployées à l'automne 2015 mentionnées à la référence (i).

Réponse :

- 7 **Voir la réponse à la question 2.7 de la demande de renseignements n° 1 du**
8 **GRAMÉ à la pièce HQD-16, document 5.**

32.2 Veuillez préciser si l'élaboration du plan d'action mentionné à la référence (i) a été complétée ou non.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 32.1.**