

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

**NIVEAU DE HAUSSE TARIFAIRE ET  
L'INTERFINANCEMENT EN FAVEUR DES CONSOMMATEURS DOMESTIQUES**

**Question no 1**

**Références :**

- (i) Pièce B-0012 (HQD-1, document 4), page 5, tableau 1;
- (ii) Pièce B-0016 (HQD-3, document 3), page 6, tableau 1;
- (iii) Pièce B-0047 (HQD-12, document 3), tableau 8B;
- (iv) Pièce C-ACEFQ-0002, paragraphe 9.4 (Demande d'intervention de l'ACEF de Québec).

**Préambule :**

La référence (i) présente les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire de 1,6% demandée par le Distributeur.

La référence (ii) indique que la hausse tarifaire demandée inclut un coût additionnel de 116,7 M\$ qui est dû à la demande du Distributeur de modifier le principe en vigueur de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

La référence (iii) présente les ajustements tarifaires et les indices d'interfinancement pour 2017 qui reflètent, entre autres, les impacts de la modification du principe réglementaire mentionnée ci-dessus.

À la référence (iv), l'ACEF de Québec démontre que si la Régie maintient le principe actuel de disposition du compte de nivellement, la hausse tarifaire ne sera qu'environ 0,5% en 2017-2018.

**Demandes :**

1.1 Veuillez fournir le tableau 1 de la référence (i) et le tableau 8B de la référence (iii) calculés selon le principe de disposition du compte de nivellement en vigueur (principe approuvé par la Régie).

**Réponse :**

- 1 **Les tableaux R-1.1-A et R-1.1-B présentent respectivement une mise à jour du**
- 2 **tableau 1 et du tableau 8B selon le principe de disposition du compte de**
- 3 **nivellement en vigueur.**

**TABLEAU R-1.1-A :**  
**REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017 (M\$)**

<b>Revenus des ventes 2017 (sans hausse de tarif)</b>	<b>11 490,6</b>
<b>Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu</b>	<b>-14,0</b>
<b>Revenus autres que ventes d'électricité</b>	<b>165,9</b>
<b>Ajustement - Provision réglementaire 2016</b>	<b>-20,9<sup>1</sup></b>
<b>Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis</b>	<b>11 621,6</b>
<b>Revenus requis</b>	
Achats	
Achats d'électricité	5 807,6
Service de transport	2 916,6
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 167,3
Autres charges	998,3
Frais corporatifs	31,8
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	748,1
<b>Revenus requis</b>	<b>11 669,7</b>
<b>Revenus additionnels requis 2017</b>	<b>-48,1</b>
<b>Revenus des ventes avant hausse</b>	
- Excluant les contrats spéciaux	10 653,8
- Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 351,2
<b>Hausse demandée - 1<sup>er</sup> avril 2017</b>	
- Clientèle au tarif L	0,0%
- Autres clientèles	0,5%

<sup>1</sup>Correspond au manque à gagner de janvier à mars 2016 relatif à la hausse tarifaire appliquée au 1<sup>er</sup> avril 2016, récupéré en 2017.

**TABLEAU R-1.1-B :**  
**CALCUL DES AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS ET INDICE D'INTERFINANCEMENT**  
**ANNÉE TÉMOIN 2017**

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
<b>Domestiques</b>	<b>6 086,3</b>	<b>6 157,7</b>	<b>5 299,5</b>	<b>5 181,0</b>	<b>(52,2)</b>	<b>(13,4)</b>	<b>66 856</b>	<b>65 104</b>
<b>Généraux</b>	<b>3 392,3</b>	<b>3 369,4</b>	<b>4 183,5</b>	<b>4 170,3</b>	<b>(32,9)</b>	<b>(7,7)</b>	<b>50 817</b>	<b>50 660</b>
Tarif G <sup>1</sup>	868,9	846,4	1 041,7	1 009,9	(9,3)	(2,2)	10 154	9 810
Tarif M <sup>2</sup>	2 032,6	2 044,6	2 628,6	2 649,5	(18,3)	(4,2)	31 849	32 114
Tarif LG <sup>3</sup>	490,8	478,4	513,2	510,9	(5,3)	(1,3)	8 815	8 736
<b>Grands industriels</b>	<b>1 283,2</b>	<b>1 153,9</b>	<b>1 372,8</b>	<b>1 302,5</b>	<b>(8,9)</b>	<b>0,1</b>	<b>28 203</b>	<b>26 631</b>
<b>Total</b>	<b>10 761,7</b>	<b>10 681,0</b>	<b>10 855,8</b>	<b>10 653,8</b>	<b>(94,0)</b>	<b>(20,9)</b>	<b>145 877</b>	<b>142 396</b>

Catégories de consommateurs	Écart de coûts			Écart de revenus			Revenu additionnel requis
	Effet volume	Effet prix	Total	Effet volume	Effet prix	Total	
	(I)	(J)	(K)	(L)	(M)	(N)	
<b>Domestiques</b>	<b>(159,5)</b>	<b>230,9</b>	<b>71,4</b>	<b>(137,5)</b>	<b>57,8</b>	<b>(79,6)</b>	<b>151,1</b>
<b>Généraux</b>	<b>(16,9)</b>	<b>(6,0)</b>	<b>(22,9)</b>	<b>(17,7)</b>	<b>29,7</b>	<b>12,0</b>	<b>(34,8)</b>
Tarif G	(29,4)	7,0	(22,4)	(34,9)	10,1	(24,8)	2,4
Tarif M	16,9	(5,0)	12,0	21,7	13,3	35,0	(23,0)
Tarif LG	(4,4)	(8,0)	(12,4)	(4,5)	6,3	1,8	(14,2)
<b>Grands industriels</b>	<b>(71,5)</b>	<b>(57,7)</b>	<b>(129,3)</b>	<b>(76,0)</b>	<b>14,8</b>	<b>(61,2)</b>	<b>(68,0)</b>
<b>Total</b>	<b>(247,9)</b>	<b>167,1</b>	<b>(80,7)</b>	<b>(231,3)</b>	<b>102,3</b>	<b>(128,9)</b>	<b>48,1</b>

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
<b>Domestiques</b>	<b>0,5%</b>	<b>5 207,8</b>	<b>84,4</b>	<b>2,9%</b>	<b>5 332,0</b>	<b>86,4</b>
<b>Généraux</b>	<b>0,5%</b>	<b>4 191,8</b>	<b>124,2</b>	<b>-0,8%</b>	<b>4 135,4</b>	<b>122,5</b>
Tarif G	0,5%	1 015,1	119,7	0,2%	1 012,2	119,4
Tarif M	0,4%	2 660,1	129,9	-0,9%	2 626,5	128,2
Tarif LG <sup>4</sup>	0,5%	516,6	107,8	-2,8%	496,7	103,6
<b>Grands industriels</b>	<b>0,0%</b>	<b>1 302,3</b>	<b>112,6</b>	<b>-5,2%</b>	<b>1 234,5</b>	<b>106,8</b>
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>10 701,9</b>	<b>100,0</b>	<b>-</b>	<b>10 701,9</b>	<b>100,0</b>

1.2 Veuillez fournir une ventilation des coûts de 2017 reliés à la disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques pour les catégories Domestiques, Généraux, Tarif G, Tarif M, Tarif LG, et Grands Industriels respectivement pour les cas Avec et Sans Modification du principe de disposition du compte de nivellement.

**Réponse :**

- 1 Le tableau R-1.2 présente l'amortissement du compte de nivellement par
- 2 catégories de consommateurs, selon la proposition du Distributeur et selon
- 3 les modalités en vigueur.

**TABLEAU R-1.2 :**  
**AMORTISSEMENT DU COMPTE DE NIVELLEMENT SELON LA PROPOSITION**  
**DU DISTRIBUTEUR ET LES MODALITÉS ACTUELLEMENT EN VIGUEUR**

Catégories de consommateurs	Proposition du Distributeur	Modalités en vigueur
Domestiques	(42,5)	(146,0)
Généraux	(6,0)	(20,2)
Tarif G	(5,2)	(16,9)
Tarif M	(0,7)	(2,1)
Tarif LG	(0,2)	(1,2)
Grands industriels	-	-
<b>Total</b>	<b>(48,5)</b>	<b>(166,2)</b>

**Question no 2**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0047 (HQD-12, document 3), tableau 8B.

**Préambule**

- (i) Le Distributeur indique à la référence (i) que l'ajustement tarifaire selon la variation des coûts pour le secteur Domestique sera de 4,9% et son indice d'interfinancement sera de 86,6%. Pour les Grands Industriels, l'ajustement selon la même hypothèse impliquera une baisse tarifaire de -5,2% et leur indice d'interfinancement sera de 106,8.

**Demandes :**

2.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne propose pas l'ajustement tarifaire selon la variation des coûts pour l'année tarifaire 2017-2018.

**Réponse :**

1           **En continuité avec ses propositions tarifaires depuis le dossier R-3644-2007,**  
2           **le Distributeur propose une hausse uniforme, étant donné notamment que des**  
3           **ajustements différenciés selon la variation des coûts conduiraient, dans le**  
4           **présent dossier, à des impacts brusques et non équilibrés. Certains facteurs**  
5           **ponctuels, dont la proposition du Distributeur à l'égard des comptes de**  
6           **pass-on et de nivellement, ainsi que le transfert de deux clients du tarif L vers**  
7           **les contrats spéciaux, expliquent les résultats selon les ajustements**  
8           **différenciés.**

9           **La Régie avait d'ailleurs tenu compte du critère de stabilité tarifaire pour**  
10           **approuver la proposition de hausse uniforme dans sa décision D-2016-033**  
11           **(paragraphe 834).**

1            **Le Distributeur maintient donc dans le présent dossier la position qu'il a**  
2            **récemment énoncée dans le dossier tarifaire 2016-2017 (R-3933-2015) en**  
3            **réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie à**  
4            **la pièce HQD-16, document 1.3 (B-0076) et reprise dans son plan**  
5            **d'argumentation (pièce B-0158, pages 14 et 15). Il rappelle dans cette réponse**  
6            **que les indices d'interfinancement n'ont jamais servi de base dans**  
7            **l'établissement des hausses tarifaires par catégories de consommateurs.**

2.2        Veuillez préciser la position du Distributeur relative au maintien de l'interfinancement en faveur des consommateurs domestiques dans le présent contexte.

**Réponse :**

8            **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.3        Veuillez fournir l'historique le plus long possible des indices d'interfinancement pour les catégories de consommateurs montrées à la référence (i), soit les catégories Domestiques, Généraux, Tarif G, Tarif M, Tarif LG, et Grands Industriels.

**Réponse :**

9            **Le Distributeur dépose les indices d'interfinancement chaque année au**  
10           **dossier tarifaire, dans la pièce de mise à jour des informations relatives à la**  
11           **répartition du coût du service autorisé, en suivi des décisions rendues par la**  
12           **Régie. L'intervenant peut facilement retracer et compiler cette information.**

**MODIFICATION DU PRINCIPE RÉGLEMENTAIRE DE DISPOSITION  
DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES  
(PIÈCE B-0016, HQD-3, DOCUMENT 3, PAGE 5)**

**Question no 3**

**Références :**

- (i)        Décision D-2006-34, page 20;
- (ii)       Pièce B-0002, paragraphe 35.

**Préambule :**

- (i)        « La Régie opte pour une protection contre les risques associés aux aléas climatiques des revenus de transport et de distribution. Le nivellement des aléas reliés à la température est justifié par le fait que ceux-ci sont entièrement hors du contrôle du Distributeur et qu'ils doivent se compenser au fil des ans ». (nos soulignés)
- (ii)       « 35. Le dossier intègre un coût de transport de 2 917 M\$ présenté à la pièce HQD-7, document 1. ».

**Demandes :**

3.1 Veuillez confirmer que le coût de transport chargé au Distributeur [référence (ii)] est basé uniquement sur sa demande en puissance estimée à la température normale, sans tenir compte des aléas climatiques. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 **Pour l'année témoin 2017, la prévision retenue par le Distributeur pour le coût**  
2 **de transport s'appuie sur le coût de la charge locale du Transporteur, soit**  
3 **2 917 M\$.**

4 **Le Distributeur comprend que le coût de la charge locale est établi en tenant**  
5 **compte notamment des revenus requis et des besoins de transport, dont la**  
6 **prévision pour la charge locale. Ce coût contient également le cavalier**  
7 **attribuable au Distributeur qui découle du solde du compte d'écart des**  
8 **revenus des services de transport de point à point, dont il est fait mention à la**  
9 **réponse à la question 3.2.**

10 **En ce qui a trait aux besoins estimés par le Distributeur pour la charge locale,**  
11 **ils sont estimés à la température normale.**

3.2 Veuillez indiquer si le Transporteur a un mécanisme pour protéger ses revenus contre les aléas climatiques. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

12 **À la connaissance du Distributeur, aucun mécanisme ne protège**  
13 **distinctement les revenus du Transporteur contre les aléas climatiques. La**  
14 **Régie a toutefois autorisé le Transporteur à créer un compte d'écart des**  
15 **revenus des services de transport de point à point, puisque ces revenus sont**  
16 **tributaires de divers aléas qui échappent au contrôle du Transporteur et de**  
17 **ses clients.**

3.3 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez indiquer ses impacts sur les coûts du Distributeur et sur sa proposition de modification du principe de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

**Réponse :**

18 **Voir la réponse à la question 3.2.**

3.4 Veuillez confirmer qu'au fil des ans, les impacts des aléas climatiques sur les revenus requis du Distributeur se compensent tel que noté par la Régie dans sa décision D-2006-34 [référence (i)].

**Réponse :**

1            **Comme démontré dans le dossier tarifaire R-3677-2008<sup>1</sup>, la compensation des**  
2            **écarts dans le temps pourrait ne pas être symétrique, ni en volume, ni en**  
3            **valeur monétaire. Considérant alors comme incertain l'effacement du solde du**  
4            **compte de nivellement à terme, la Régie<sup>2</sup> a approuvé la méthode**  
5            **d'amortissement linéaire sur une période de cinq ans pour le solde résiduel**  
6            **du compte de nivellement de la température, ainsi que pour les nouveaux**  
7            **ajouts.**

3.5    Si la réponse à la question précédente est négative, veuillez indiquer les mesures prises et envisagées par le Distributeur pour protéger ses revenus contre les aléas climatiques.

**Réponse :**

8            **Le Distributeur rappelle qu'aux fins de l'établissement des tarifs, il prévoit les**  
9            **ventes à des conditions climatiques normales, à partir d'un historique**  
10           **normalisé des effets de température. Le Distributeur précise que le compte de**  
11           **nivellement pour aléas climatiques, tel qu'il a été approuvé par la Régie dans**  
12           **sa décision D-2006-34, vise à neutraliser les impacts sur ses revenus de**  
13           **transport et de distribution de toute variation des volumes de ventes réels par**  
14           **rapport à ceux projetés, attribuable aux aléas climatiques.**

**Question no 4**

**Référence :**

(i)    Pièce B-0016, page 6.

**Préambule :**

(i)    Le Distributeur affirme à la référence (i) que sa demande de modification du principe réglementaire de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques : « *s'inscrit dans une perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire consistant à limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan Stratégique 2016-2020* ».

**Demandes :**

4.1    Veuillez fournir un aperçu des hausses tarifaires prévues ou estimées pour chacune des années de la *période 2016-2020* du *Plan Stratégique*. Veuillez fournir des explications pertinentes.

---

<sup>1</sup> Dossier R-3677-2008, pièce HQD-4, document 2, page 8.

<sup>2</sup> Décision D-2009-016, pages 13 et 14.



**Réponse :**

- 1                   **Voir la réponse à la question 8.3 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
2                   **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

4.2    Veuillez préciser si le Distributeur serait en mesure de « *limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période du Plan Stratégique 2016-2020* » indépendamment de la décision de la Régie relative à la demande du Distributeur de modifier le principe de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

- 3                   **L'engagement d'Hydro-Québec de limiter les hausses tarifaires à l'inflation en**  
4                   **moyenne sur l'horizon du Plan stratégique 2016-2020 constitue un défi**  
5                   **important, principalement en raison d'éléments hors de son contrôle, comme,**  
6                   **par exemple, l'effet des températures en hiver. C'est pourquoi, le Distributeur**  
7                   **a recours aux outils réglementaires disponibles pour apporter des**  
8                   **ajustements à sa demande tarifaire qui lui permettent de lisser les variations**  
9                   **dans la fixation des tarifs.**

**Question no 5****Référence :**

- (i)    Pièce B-0016, tableau A-1, page 15.

**Préambule :**

- (i)    La référence (i) indique les montants des soldes du compte de nivellement au 31 décembre 2014 pour chacune des années de la période 2009-2016.

**Demande :**

5.1    Veuillez fournir les montants avant l'amortissement chargés au compte de nivellement pour chacune des années de la période 2009-2016.

**Réponse :**

- 10                   **Le tableau R-5.1 présente les soldes des années 2009 à 2016 versés au**  
11                   **compte de nivellement, excluant les intérêts, avant leur amortissement.**

**TABLEAU R-5.1 :  
COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES  
HISTORIQUE 2009 À 2016 (M\$)**

<b>Écarts excluant intérêts</b>	
Compte de nivellement 2009	10,5
Compte de nivellement 2010	143,7
Compte de nivellement 2011	60,7
Compte de nivellement 2012	122,3
Compte de nivellement 2013	(42,0)
Compte de nivellement 2014	(120,0)
Compte de nivellement 2015	(115,2)
Compte de nivellement 2016 (estimation 4/8)	1,4

5.2 Veuillez fournir un ordre de grandeur de la variation des revenus du Distributeur associée à celle d'un écart-type de la température retenue par le Distributeur pour sa prévision des ventes dans les prochaines années.

**Réponse :**

- 1            **Le Distributeur évalue l'aléa climatique pour des fins de fiabilité des**  
2            **approvisionnements ; il ne l'évalue pas par tarifs et ne calcule donc pas les**  
3            **variations de revenus qui en résulteraient.**

**Question no 6**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0016, tableau 1, page 6.

**Préambule :**

- (i) La référence (i) indique un rendement sur le solde hors base de 3,3 M\$ selon les modalités de disposition en vigueur.

**Demande :**

6.1 Veuillez confirmer que la modification proposée par le Distributeur permettrait à la clientèle du Distributeur d'économiser 3,3 M\$ sur les frais d'intérêts associés aux aléas climatiques des années 2009-2016.

Réponse :

1 À la suite du dépôt de la pièce HQD-3, document 3 amendée<sup>3</sup> pour réviser la  
2 rémunération des comptes hors base de tarification, le rendement sur le solde  
3 hors base passe de 3,3 M\$ à 2,3 M\$.

4 Ainsi, le Distributeur confirme que la modalité de disposition proposée dans  
5 le présent dossier, permettrait de réduire ses revenus requis pour l'année  
6 témoin 2017 de 2,3 M\$.

**MISE À JOUR DES REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ  
(PIÈCE B-0016, HQD-3, DOCUMENT 3, PAGES 7 À 9)**

Question no 7

Référence :

(i) Pièce B-0016, page 9, ligne 3.

Préambule :

(i) « **3.2. Modalités**

Les conditions et modalités de la proposition de mise à jour des revenus nets des achats et de ses impacts sur le niveau de la hausse tarifaire sont les suivantes :

Les paramètres mis à jour seront les revenus des ventes et les coûts des achats d'électricité prévus pour l'année 2017. Les données seront rafraîchies sur la base des nouvelles informations connues en **novembre 2016**.

Plus spécifiquement, les données de l'année 2017 seront mises à jour sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés de l'année 2016.

Étant donné la disponibilité des données, la mise à jour sera déposée, comme celles effectuées par le passé, **au début des audiences du dossier tarifaire.** » (nos soulignés)

Demandes :

7.1 Veuillez fournir les données suivantes calculées selon les informations disponibles (8 mois réels et 4 mois projetés) :

- Les ventes réelles et estimées pour 2016 et 2017 par catégories de consommateurs selon le format du tableau 5 de la pièce B-0018, HQD-4, document 2, page 12 ;
- Les revenus réels et estimés pour 2016 et 2017 par catégories tarifaires selon le format du tableau 6 de la pièce B-0018, HQD-4, document 2, page 13.

Réponse :

7 Comme proposé à la section 3.2 de la pièce HQD-3, document 3 (B-0016), le  
8 Distributeur entend fournir une mise à jour des données de l'année 2017 sur  
9 une base de 10 mois réels et 2 mois projetés de l'année 2016 au début des  
10 audiences du présent dossier.

<sup>3</sup> Pièce HQD-3, document 3, tableaux 1 et A-1.

7.2 Veuillez fournir la mise à jour du tableau 1 de la pièce B-0012, HQD-1, document 4, page 5, (« Revenus additionnels requis et Hausse tarifaire demandée au 1<sup>er</sup> avril 2017 »), correspondant aux données de ventes et de revenus disponibles.

**Réponse :**

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

7.3 Sur la base des informations disponibles et des prévisions du Distributeur, veuillez indiquer, sans nécessairement fournir de données chiffrées, si les coûts des achats d'électricité de 2016 et de 2017, les revenus requis de 2017 et les hausses tarifaires seraient à la hausse ou à la baisse par rapport à ceux présentés dans la demande du Distributeur en date du 28 juillet 2016.

**Réponse :**

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

## **Question no 8**

**Référence :**

(i) Pièce B-0016, HQD-3, document 3, page 8 (Modifications aux principes réglementaires).

**Préambule :**

(i) « Les changements de comportement de la clientèle résidentielle en cause sont, de **façon plus précise**, un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne sur les thermostats et une consommation unitaire plus faible qu'anticipée pour les nouveaux abonnements. » (nos soulignés)

**Demandes :**

8.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur a pu identifier « *une baisse de la température de consigne sur les thermostats* » chez sa clientèle.

**Réponse :**

3 **Voir la réponse à la question 13.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
4 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

8.2 Veuillez fournir un ordre de grandeur de la baisse de la température de consigne sur les thermostats et de ses impacts sur les ventes d'électricité.

**Réponse :**

1           **Voir les réponses aux questions 13.1 et 13.3 de la demande de**  
2           **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

8.3      Veuillez fournir la consommation unitaire des nouveaux abonnements anticipée avant et après les changements de comportements mentionnés par le Distributeur à la référence (i).

**Réponse :**

3           **Voir la réponse à la question 13.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
4           **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

8.4      Veuillez expliquer les raisons de la baisse de la consommation unitaire chez les nouveaux abonnements.

**Réponse :**

5           **Voir la réponse à la question 13.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
6           **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

8.5      Veuillez déposer tous les documents et rapports pertinents pour appuyer l'affirmation du Distributeur à la référence (i).

**Réponse :**

7           **Avec égards, l'information demandée n'est pas requise pour la**  
8           **compréhension des écarts de prévision. Les principaux constats découlant**  
9           **des analyses effectuées par le Distributeur sont présentés aux réponses aux**  
10          **questions 13.1 et 13.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la**  
11          **pièce HQD-16, document 1.2.**

8.6      Veuillez indiquer si les changements de comportements mentionnés à la référence (i) auront ou non des impacts durables et significatifs sur la demande en énergie et en puissance du secteur résidentiel.

**Réponse :**

12          **Voir les réponses aux questions 10.1 et 13.4 de la demande de**  
13          **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

**PROPOSITION DE CRÉATION D'UN COMPTE D'ÉCARTS DES REVENUS NETS DES  
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ  
(PIÈCE B-0016, HQD-3, DOCUMENT 3, PAGE 9)**

**Question no 9**

**Références :**

- (i) Décision D-2016-033 (Dossier R-3933-2015), page 97, paragraphe 353;
- (ii) Pièce B-0016, page 10, lignes 1 à 11.

**Préambule :**

- (i) « [353] La Régie présente ci-après un tableau de l'historique des revenus des ventes nets des achats et constate que le Distributeur a réalisé des excédents à son avantage pendant cinq années consécutives. Ces excédents totalisent 271,3 M\$ de 2010 à 2014. »
- (ii) Le Distributeur constate des écarts de revenus nets des achats de -83 M\$ et de -76 M\$ à son désavantage respectivement pour 2015 et 2016.

**Demandes :**

9.1 De 2010 à 2014, le Distributeur a réalisé 271,3 M\$ de revenus nets à son avantage selon une évaluation de la Régie [référence (i)]. De 2015 à 2016, le Distributeur accuse une diminution de 159 M\$ (=83+76) de revenus nets [référence (ii)]. Veuillez confirmer que de 2010 à 2016, le Distributeur réaliserait des excédents de revenus de 112,3 M\$ (271,3-159) à son avantage.

**Réponse :**

- 1 **Les écarts de rendement sur la période 2010-2016 totalisent 118,8 M\$.**
- 2 **Voir la réponse à la question 11.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**
- 3 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

9.2 Veuillez commenter sur l'opportunité de tenir compte des excédents de revenus nets de 2010 à 2016 ou pour une période plus longue dans la création éventuelle d'un compte d'écart des revenus nets des achats d'électricité.

**Réponse :**

- 4 **Le Distributeur ne peut tenir compte des écarts des années passées puisque**
- 5 **cela porterait atteinte au principe de non-rétroactivité tarifaire.**

9.3 Veuillez indiquer si les écarts de revenus nets des achats s'annuleraient au fil des ans. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

- 6 **Pour les mêmes raisons qu'invoquées en réponse à la question 3.4,**
- 7 **l'effacement des écarts de revenus nets des achats apparaît incertain. De**

1 plus, le fait que les écarts à la hausse et à la baisse des revenus nets des  
2 achats d'électricité soient de nature structurelle et conjoncturelle renforce  
3 l'incertitude autour de leur ampleur et la forte probabilité qu'ils ne s'annulent  
4 pas.

**Question no 10****Références :**

- (i) Décision D-2016-033 (Dossier R-3933-2015), page 100, paragraphe 364;
- (ii) Pièce B-0016, HQD-3, document 3, page 10, ligne 12.

**Préambule :**

- (i) « [364] D'autre part, la Régie reconnaît également que peu d'années se sont écoulées depuis la révision de la méthode de prévision des revenus unitaires par tarif. Elle ne juge donc pas opportun de tirer des conclusions des écarts constatés en 2013 et 2014. »
- (ii) « Les écarts de revenus nets des achats résultant de ces changements sont significatifs, tels que l'illustrent les exemples des années 2015 et 2016. »

**Demande :**

10.1 Considérant l'opinion de la Régie exprimée à la référence (i), veuillez expliquer pourquoi le Distributeur juge opportun maintenant de demander la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats, compte tenu des exemples des années 2015 et 2016.

**Réponse :**

5 Voir la réponse à la question 11.2 de la demande de renseignements n° 2 de la  
6 Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

**Question no 11****Références :**

- (i) Décision D-2016-033 (Dossier R-3933-2015), page 99, paragraphe 359;
- (ii) Pièce B-0016, HQD-3, document 3, page 10, ligne 12.

**Préambule :**

- (i) « [359] Pour les différentes catégories de consommateurs, le Distributeur présente au tableau suivant les coefficients de détermination de ses modèles de prévision de revenus unitaires. Un coefficient de détermination est une mesure de la qualité du modèle, soit la proportion de la variation totale des revenus unitaires expliquée par la variation des variables explicatives retenues. Le Distributeur note que ses coefficients de détermination sont très élevés et varient entre 85,3 % et 99,7 %. »

**TABLEAU 15**  
**COEFFICIENT DE DÉTERMINATION DES MODÈLES DE REVENUS UNITAIRES**

Catégories de consommateurs	R-carré
D et DM	98,2%
DT	93,4%
G	99,7%
G-9	98,4%
M	98,9%
LG <sup>(1)</sup>	
LG commercial et institutionnel	93,5%
LG réseaux municipaux	92,4%
L <sup>(1)</sup>	
L pâtes et papiers	93,9%
L pétrole et chimie	91,7%
L sidérurgie, fonte et affinage	89,8%
L mines	85,3%
L divers	90,7%

(1) les revenus prévus aux tarifs LG et L sont obtenus à l'aide des modèles par clientèles ou secteurs industriels.

Source : Pièce B-0099, p. 20.

- (ii) « Les écarts de revenus nets des achats résultant de ces changements sont significatifs, tels que l'illustrent les exemples des années 2015 et 2016. »

**Demande :**

11.1 Veuillez expliquer pourquoi malgré le fait que les coefficients de détermination sont très élevés, les écarts de revenus nets des achats sont significatifs en 2015 et 2016.

**Réponse :**

1           **Les revenus nets des achats découlent à la fois des ventes prévues et des**  
2           **revenus unitaires prévus. Le Distributeur a indiqué au dossier R-3854-2013<sup>4</sup>**  
3           **que la prévision des revenus des ventes d'électricité est le résultat du produit**  
4           **des revenus unitaires prévus et des ventes prévues pour chacune des**  
5           **catégories tarifaires.**

6           **Les coefficients de détermination des modèles de revenus unitaires indiqués**  
7           **à la référence (i) ne visent que les modèles de revenus unitaires.**

8           **Les écarts de revenus nets des achats mentionnés à la référence (ii) sont**  
9           **principalement attribuables aux variations des ventes. Effectivement, pour**  
10          **l'année 2015, les ventes réelles normalisées au tarif D ont été inférieures de**  
11          **1 739 GWh aux ventes reconnues<sup>5</sup>. Pour l'année 2016, les ventes normalisées**  
12          **prévues au tarif D, établies sur la base de 4 mois réels et 8 mois projetés,**  
13          **présentent un écart à la baisse de 2 179 GWh par rapport aux ventes**

<sup>4</sup> Voir la réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements de la FCEI à la pièce HQD-15, document 6 (B-0093) du dossier R-3854-2013.

<sup>5</sup> Voir le tableau D-3 de la pièce HQD-4, document 2 (B-0018).



1 autorisées<sup>6</sup>. Ces seuls écarts occasionnent des baisses des revenus nets des  
2 achats de 70 M\$ et 83 M\$ pour 2015 et 2016, respectivement.

## Question no 12

### Référence :

(i) Décision D-2016-033 (Dossier R-3933-2015), page 101, paragraphe 365.

### Préambule :

(i) « ... une sous ou surestimation des revenus unitaires par tarif a un impact important sur les revenus des ventes nets des achats du Distributeur. »

### Demande :

12.1 Veuillez décrire en détail les travaux réalisés et envisagés par le Distributeur pour améliorer la performance de ses prévisions des revenus unitaires par tarif. Veuillez indiquer les échéances des travaux.

### Réponse :

3 Le Distributeur rappelle qu'il a amorcé l'amélioration des modèles de  
4 prévision de la demande et des revenus unitaires au cours des dernières  
5 années. Concernant plus précisément ce dernier élément, voir notamment la  
6 réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements de la FCEI à la  
7 pièce HQD-15, document 6 (B-0093) du dossier R-3854-2013 ainsi que les  
8 réponses aux questions 5.3 de la demande de renseignements n° 5 de la  
9 Régie à la pièce HQD-16, document 1.4 (B-0099) et 1.3 de la demande de  
10 renseignements n° 1 de la FCEI à la pièce HQD-16, document 4 (B-0079) du  
11 dossier R-3933-2015.

12 Le Distributeur poursuit l'amélioration en continu de ses modèles, en se  
13 basant notamment sur le suivi de la relation entre les ventes et les revenus  
14 unitaires. Il rappelle qu'il présente un suivi des coefficients de détermination  
15 des modèles de revenus unitaires au tableau A-8 de la pièce HQD-4,  
16 document 2 (B-0018), comme demandé par la Régie dans sa décision  
17 D-2016-033 (paragraphe 367).

---

<sup>6</sup> Voir le tableau 5 de la pièce HQD-4, document 2 (B-0018).

**Question no 13**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0016, HQD-3, document 3, page 10.

**Préambule :**

- (i) « Dans le contexte des changements majeurs affectant la prévision de la demande, les risques que doit supporter le Distributeur face aux revenus nets des achats ne sont plus de même nature. »

**Demandes :**

13.1 Veuillez indiquer de la façon la plus précise possible les risques que doit supporter le Distributeur face aux revenus nets des achats et leurs natures.

**Réponse :**

- 1 **Voir la réponse à la question 11.2 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
2 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

13.2 Veuillez expliquer pourquoi les changements majeurs affectant la prévision de la demande en énergie modifient la nature des risques du Distributeur.

**Réponse :**

- 3 **Voir la réponse à la question 11.2 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
4 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

**Question no 14**

**Références :**

- (i) Décision D-2006-34 (dossier R-3579-2005), page 19;  
(ii) Décision D-2016-033 (dossier R-3933-2015), page 100.

**Préambule :**

- (i) « Selon le Distributeur, les aléas de la demande sont réputés faire partie de son risque d'affaires. »  
(ii)

[361] La FCEI réitère sa recommandation de mettre en place un compte d'écarts sur les revenus des ventes nets des achats « [...] [afin] d'éviter que les clients soient pénalisés par des excédents de revenus futurs nets des achats pour 2016 et les années subséquentes »<sup>227</sup>. L'intervenante ajoute que les bénéfices d'un tel compte seraient multiples, considérant le cadre tarifaire actuel, notamment celui de réduire le risque d'affaires du Distributeur et « conduire à un taux de rendement sur l'équité plus faible dans le futur au bénéfice des clients »<sup>228</sup>.

**Demandes :**

14.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur demande la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats dans le présent dossier, alors qu'il affirme en 2005 que les impacts des aléas de la demande font partie de son risque d'affaires [référence (i)].

**Réponse :**

1           **Les impacts des aléas de la demande font globalement partie du risque**  
2           **d'affaires du Distributeur. Toutefois, le risque associé aux variations**  
3           **importantes des revenus nets des achats s'est accentué. Ces variations, hors**  
4           **du contrôle du Distributeur, sont causées par des changements de**  
5           **comportement significatifs chez un nombre important de clients résidentiels.**  
6           **Elles requièrent la mise en place d'un mécanisme pour neutraliser les impacts**  
7           **financiers autant pour le Distributeur que pour les clients.**

14.2 Veuillez commenter sur l'opportunité de réviser à la baisse le rendement sur l'équité telle qu'évoquait la FCEI [référence (ii)] dans le cas où la Régie accepte la création d'un compte d'écart des revenus nets des achats.

**Réponse :**

8           **Voir la réponse à la question 12.3 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
9           **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

**STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES  
(PIÈCE B-0052, HQD-14, DOCUMENT 2, PAGES 13 – 48)**

**Question no 15**

**Référence :**

(i) Pièce B-0052, page 14, ligne 3.

**Préambule :**

(i) « Ainsi, il est proposé que le tarif D soit désormais réservé aux clients dont la puissance maximale appelée est **inférieure à 65 kW** et que le tarif DP soit réservé aux clients dont la puissance maximale appelée est égale ou supérieure à 50 kW. » (nos soulignés)

**Demandes :**

15.1 Veuillez expliquer les raisons de réserver l'accès au tarif D aux clients dont la puissance maximale appelée est inférieure à 65 kW [référence (i)].

Réponse :

1 Le chevauchement du niveau d'admissibilité de la puissance maximale  
2 appelée entre 50 et 65 kW assure une meilleure continuité tarifaire entre les  
3 tarifs D et DP. Cette proposition permettra d'atténuer les impacts tarifaires  
4 pour la clientèle à la limite de ces deux tarifs, dont le FU est particulièrement  
5 faible. Cette approche s'apparente au domaine d'application du tarif G qui  
6 prévoit qu'un client admissible au tarif M peut demeurer au tarif G tant que sa  
7 puissance à facturer minimale est inférieure à 65 kW.

8 De plus, la révision des tarifs domestiques, qui prévoit l'introduction du  
9 tarif DP, s'inscrit dans une offre tarifaire qui permet déjà aux clients  
10 domestiques d'opter pour l'un des tarifs généraux en vertu de l'article 2.4.

11 Si le tarif D était strictement limité aux clients ayant une puissance maximale  
12 appelée (« PMA ») de moins de 50 kW, ceux dont la PMA se situe entre 50  
13 et 65 kW auraient intérêt à migrer au tarif G plutôt qu'à migrer au tarif DP  
14 considérant qu'à terme la puissance sera facturée dès le premier kW au  
15 tarif DP, alors qu'elle ne l'est qu'à partir de 50 kW au tarif G. Cela ne constitue  
16 pas l'effet recherché.

17 Voir également la réponse à la question 8.3 de la demande de renseignements  
18 de l'UPA à la pièce HQD-16, document 13.

15.2 Veuillez préciser comment le Distributeur a déterminé le seuil de 65 kW.

Réponse :

19 Voir la réponse à la question 15.1.

15.3 Veuillez indiquer comment le Distributeur vérifiera le respect de la puissance  
maximale de 65 kW chez les clients résidentiels au tarif D compte tenu que la majorité de  
leurs compteurs n'ont pas d'indicateur de puissance consommée.

Réponse :

20 Il faut d'abord préciser que la grande majorité des clients résidentiels  
21 disposent d'une entrée électrique de 200 ampères ou moins, ce qui limite  
22 techniquement à moins de 50 kW la puissance maximale appelée.

23 Ensuite, les compteurs communicants permettent le mesurage de la  
24 puissance maximale appelée, donnée qui peut servir à identifier les clients  
25 admissibles au tarif DP.

26 Enfin, il est indiqué à l'article 2.3 des Tarifs :

27 Dans le cas d'un abonnement à un tarif domestique, Hydro-Québec  
28 installe un compteur à indicateur de maximum lorsque l'installation

1 électrique du client est telle que la puissance maximale appelée est  
2 susceptible de dépasser 50 kilowatts.

**Question no 16**

**Références :**

- (i) Pièce B-0052, page 14, ligne 14;
- (ii) Décision D-2016-033 (R-3933-2015), page 244, par. 939;
- (iii) Décision D-2016-033 (R-3933-2015), page 244, par. 940.

**Préambule :**

- (i) « Il est proposé de fixer à terme le montant minimal de la facture à 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé afin qu'en absence de consommation ou d'une consommation très faible, le client contribue à un minimum de frais associés à son alimentation. » (nos soulignés)
- (ii) « [939] La redevance couvrirait 55 % des coûts d'abonnement en 2015 et 61 % en moyenne de 2008 à 2015 ».
- (iii) « [940] Le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement, soit aux environs de 22,28 \$ par mois. »

**Demandes :**

16.1 Veuillez fournir une mise à jour des coûts d'abonnement et préciser leurs composantes (services à la clientèle, compteurs, branchements, etc.).

**Réponse :**

3 **Comme il appert du tableau R-16.1, les coûts d'abonnement pour l'année 2017**  
4 **sont estimés à 61,8 ¢ par jour ou 18,55 \$ par mois.**

**TABLEAU R-16.1 :  
COÛTS D'ABONNEMENT AUX TARIFS DOMESTIQUES - 2017**

Année 2017 (prévue)	Ensemble des revenus requis	
	(M\$)	(¢/jour)
<b>Services à la clientèle</b>	<b>302,6</b>	<b>21,31</b>
Relève des compteurs	7,7	0,54
Facturation	56,9	4,00
Encaissement	9,4	0,66
Recouvrement	123,6	8,70
Subtilisation	6,2	0,44
Réponse téléphonique	137,7	9,70
Plaintes et réclamations	9,3	0,65
Relations avec le milieu	-	-
Réseaux autonomes - Autres	1,4	0,10
Revenus (frais d'adm. & d'ouv. doss.)	(49,4)	(3,48)
Ventes et commercialisation	-	-
<b>Mesurage</b>	<b>187,4</b>	<b>13,20</b>
<b>Réseau (Abonnement)</b>	<b>388,0</b>	<b>27,32</b>
Branchement	47,9	3,37
Réseau minimum	340,1	23,95
<b>Total (¢/jour)</b>	<b>878,1</b>	<b>61,83</b>
<b>Total (\$/mois)</b>		<b>18,55</b>

16.2 Veuillez indiquer si le coût du compteur est inclus ou non dans les coûts d'abonnement établis par le Distributeur.

Réponse :

- 1            **Le coût associé au mesurage est inclus dans les coûts d'abonnement**  
2            **présentés au tableau R-16.1 en réponse à la question 16.1.**

16.3 Veuillez confirmer que la facture minimale proposée de 20 \$ par mois est inférieure à la totalité des coûts d'abonnement [22,28\$ selon la référence (iii) – avant la mise à jour demandée par nous].

Réponse :

- 3            **Le montant minimal de 20 \$ par mois est inférieur au montant de 22,28 \$ de la**  
4            **référence (iii), mais supérieur au montant de 18,55 \$ du tableau R-16.1 en**  
5            **réponse à la question 16.1.**

16.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne vise pas une facture minimale correspondant à la totalité des coûts d'abonnement.

**Réponse :**

- 1                   **Voir la réponse à la question 46.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
2                   **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

**Question no 17**

**Références :**

- (i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);
- (ii) Pièce B-0052, page 12, tableau 4 (« Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique »);
- (iii) Pièce B-0052, page 23, ligne 8.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur propose pour 2017, de fixer la redevance d'abonnement à 37,68 ¢/jour et le montant mensuel minimal à 13,80 \$ [tableau 2, référence (i)]. Il propose également de fixer le seuil de la première tranche d'énergie à 32 kWh par jour en 2017, et de hausser les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie à 3,7% et 3,9% respectivement.
- (ii) Au tableau 4 [référence (ii)], le Distributeur présente les impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique selon le scénario de hausse du seuil de la première tranche à 32 kWh par jour.
- (iii) « Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur propose, pour le présent dossier tarifaire, d'amorcer l'implantation des mesures au tarif D en les compensant par une hausse uniforme des prix d'énergie, plutôt que par une hausse deux fois plus en 2e tranche élevée qu'en 1re tranche. » (nos soulignés)

**Demandes :**

17.1 Veuillez confirmer que l'introduction d'une facture mensuelle minimale peut se faire sans éliminer complètement la redevance d'abonnement (coexistence de la redevance mensuelle et de la facture minimale).

**Réponse :**

- 3                   **Le Distributeur le confirme. D'ailleurs, lors de la séance de travail sur les tarifs**  
4                   **domestiques tenue le 30 avril 2015<sup>7</sup>, le Distributeur a présenté à titre illustratif,**  
5                   **aux pages 47 et 48 de sa présentation, un scénario de gel de la redevance**  
6                   **accompagné de l'introduction d'une facture minimale. La proposition du**  
7                   **Distributeur d'éliminer la redevance reflète les orientations retenues par la**  
8                   **Régie dans sa décision D-2016-033 (voir les paragraphes 953 à 955).**

---

<sup>7</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-037/HQD\\_Presentation\\_SeanceDomestique\\_27avril2015.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-037/HQD_Presentation_SeanceDomestique_27avril2015.pdf)

17.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé le montant de facture minimale de 13,80 \$ en 2017.

**Réponse :**

1           **Par rapport à la redevance actuelle qui joue le rôle de montant minimal en**  
2           **l'absence de consommation, le montant mensuel minimal de 20 \$ par mois**  
3           **représente une hausse à terme de 7,81 \$ à intégrer sur les 4 prochaines**  
4           **années. Afin de limiter les impacts sur la clientèle, le Distributeur a opté pour**  
5           **une introduction graduelle d'un montant de l'ordre de 2 \$ additionnel par**  
6           **année, à partir de la redevance actuelle de 12,19 \$ par mois.**

7           **Compte tenu du fait que ce montant doit être divisible par 30 pour permettre**  
8           **son ajustement au nombre de jours de la période de consommation, un**  
9           **montant de 13,80 \$ a été proposé pour 2017.**

17.3 Veuillez expliquer les avantages et les inconvénients respectifs des deux options suivantes :

- Introduction d'une facture minimale en éliminant à terme (après quelques années) la redevance d'abonnement telle que proposée par le Distributeur à la pièce B-0052, page 14, ligne 9;
- Introduction d'une facture minimale sans éliminer la redevance d'abonnement pendant une période plus longue que celle proposée par le Distributeur.

**Réponse :**

10           **L'introduction de la facture minimale en remplacement de la redevance et le**  
11           **passage du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche de 30 à 40 kWh par jour constituent un**  
12           **avantage sur le plan de la simplification de la facture des clients domestiques**  
13           **et contribue à accroître la progressivité du tarif D, au bénéfice des plus petits**  
14           **consommateurs.**

15           **L'élimination de la redevance représente un transfert de 400 M\$ de la**  
16           **composante fixe du tarif vers les composantes en énergie sur lesquelles le**  
17           **consommateur peut agir davantage, accentuant ainsi le signal de prix en**  
18           **énergie. C'est en raison de l'importance de ce montant et afin de répartir**  
19           **l'impact de son élimination dans le temps que le Distributeur a proposé**  
20           **l'élimination graduelle de la redevance sur une période de 9 ans.**

21           **Dans un scénario où la redevance ne serait pas éliminée, l'application d'une**  
22           **facture minimale permettrait de récupérer davantage de revenus auprès des**  
23           **clients qui consomment très peu et ainsi accroître leur contribution aux frais**  
24           **fixes associés au service d'électricité. De plus, en maintenant la redevance, la**  
25           **hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche pourrait être réalisée sur une plus courte**



- 1 période et la hausse des prix d'énergie en serait atténuée, réduisant par le fait  
2 même les impacts pour la clientèle non touchée par la facture minimale.
- 3 **Voir également les réponses aux questions 50.1 et 50.2 de la demande de**  
4 **renseignements n° 2 de de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

### **Question no 18**

#### **Référence :**

- (i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);

#### **Demandes :**

18.1 Veuillez fournir une estimation des revenus supplémentaires qui seraient obtenus en 2017-2018 grâce à l'introduction de la facture minimale de 13,80\$ par mois en 2017 (tableau 2, référence [i]). Veuillez expliquer votre estimation.

#### **Réponse :**

- 5 **Sur la base des données de référence pour le tarif D, la facture minimale**  
6 **générerait des revenus de 14,2 M\$ avec les prix proposés par le Distributeur**  
7 **au 1<sup>er</sup> avril 2017, toutes choses étant égales par ailleurs. Sans facture**  
8 **minimale, ces revenus seraient récupérés par les autres composantes du tarif.**

18.2 Veuillez expliquer comment les revenus supplémentaires mentionnés à la question précédente ont été répartis entre les deux tranches d'énergie du tarif D pour 2017-2018 (tableau 2, référence [i]).

#### **Réponse :**

- 9 **L'ensemble des revenus requis sont récupérés par le biais des composantes**  
10 **du tarif en fonction de la proposition du Distributeur.**

### **Question no 19**

#### **Référence :**

- (i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);

#### **Demandes :**

19.1 Veuillez indiquer les modalités d'application de la facturation mensuelle minimale envisagées par le Distributeur compte tenu de la période de facturation de deux mois.

**Réponse :**

1                   **Voir la réponse à la question 46.3 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
2                   **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

19.2 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend informer ses clients de l'introduction de la facture minimale et de l'augmentation du seuil de la première tranche d'énergie des tarifs domestiques D et DM.

**Réponse :**

3                   **Compte tenu de l'ensemble des modifications proposées aux tarifs**  
4                   **domestiques, un plan de communication sera élaboré pour informer la**  
5                   **clientèle des modifications retenues par la Régie. À ce stade-ci, les mesures**  
6                   **précises qui seront déployées ne sont pas encore identifiées.**

**Question no 20**

**Références :**

- (i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);
- (ii) Pièce B-0052, page 12, tableau 4 (« Impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique »).

**Demandes :**

20.1 Afin de permettre à la Régie et aux intervenants d'évaluer l'opportunité d'augmenter le seuil de la première tranche à plus de 32 kWh par jour en 2017-2018, veuillez fournir les tableaux 2 et 4 calculés pour les seuils de 35 et de 40 kWh par jour respectivement.

Veuillez effectuer vos calculs et simulations de telle sorte qu'on puisse isoler le maximum possible les impacts d'une augmentation du seuil de la première tranche sur différents segments de la clientèle, notamment les MFR. À cet effet, serait-il peut-être approprié de maintenir les mêmes hypothèses relatives à la redevance (37,68 ¢/jour selon le tableau 2) et à la facture mensuelle minimale (voir le tableau 2, colonne « Tarifs 2017 ») que celles retenues par le Distributeur pour sa demande de hausse tarifaire.

**Réponse :**

7                   **Voir la réponse à la question 50.3 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
8                   **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

20.2 Pour chacune des catégories de clients montrés au tableau 4 [référence (ii)], veuillez fournir les données suivantes :

- a) La consommation moyenne (en kWh) par jour pour chacun des 12 mois d'une année;
- b) Les consommations types mensuelles présentes dans la première et la deuxième tranche d'énergie respectivement;

- c) Le nombre de clients;
- d) La puissance maximale (en kW).

**Réponse :**

1            **Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée. Le tableau 4 de la**  
2            **référence (ii) permet d'illustrer l'impact de l'ajustement tarifaire et des**  
3            **modifications proposées à la structure tarifaire pour des moyennes de clients**  
4            **ou des clients types des tarifs domestiques. Ces impacts sont principalement**  
5            **établis à partir de simulations tarifaires sur l'ensemble des données de**  
6            **facturation bimestrielles.**

7            **Seuls les cas types, qui ne sont pas des clients moyens d'Hydro-Québec,**  
8            **présentent des caractéristiques spécifiques et donc une consommation**  
9            **spécifique. Le tableau R-6.6 de la réponse à la question 6.6 de la demande de**  
10           **renseignements d'UC à la pièce HQD-16, document 9 (B-0085) du dossier**  
11           **R-3933-2015 présente les informations relatives aux cas types dont dispose le**  
12           **Distributeur.**

**Question no 21**

**Références :**

- (i) Pièce B-0052, page 9, tableau 2 (« Tarifs domestiques proposés pour 2017 »);
- (ii) Pièce B-0021, page 13, tableaux A-1 (« Coût évité par usages – Clients au tarif D »).

**Préambule :**

Au tableau 2 [référence (i)], le Distributeur indique que le prix de la deuxième tranche d'énergie sera de 9,02 ¢/kWh en 2017-2018 dans le cas où la Régie accepte la proposition du Distributeur (hausse de 1,6% du tarif D et hausse uniforme des prix des deux tranches).

À la référence (ii), le Distributeur présente le coût évité par usages (chauffage de l'eau, chauffage des locaux, et tous les usages) correspondant à chacune des années de la période 2017-2026.

**Demandes :**

21.1 Veuillez comparer le prix de la deuxième tranche d'énergie indiqué à la référence (i) avec le coût évité du chauffage électrique présenté à la référence (ii) en fournissant des explications et des références appropriées.

**Réponse :**

13            **Conformément au tableau A-1 de la référence (ii), le coût évité du chauffage**  
14            **des locaux au secteur résidentiel est de 12,63 ¢/kWh à l'horizon 2026.**

1           **Ce prix reflète la situation de surplus du Distributeur qui se prolongera au-**  
2           **delà de 2026. Ce coût évité est plus élevé que le prix actuel de la 2<sup>e</sup> tranche**  
3           **d'énergie du tarif D, soit 9,02 ¢/kWh.**

21.2 Veuillez préciser la valeur du coût évité utilisé et l'année où ce coût s'applique dans votre réponse à la question précédente.

**Réponse :**

4           **Voir la réponse à la question 21.1.**

**Question no 22**

**Références :**

- (i) D-2016-033 (R-3933-2015), paragraphe 939;
- (ii) Pièce B-0052, page 18, ligne 11.

**Préambule :**

- (i) « L'implantation d'une facture minimale relèverait donc de la recherche d'une plus grande équité pour l'ensemble des clients, selon le Distributeur :  
« *En effet, certains clients supportent actuellement les coûts d'autres clients dont la consommation est insuffisante pour couvrir les coûts associés à leur abonnement* » «;
- (ii) « atteindre en 4 ans une facture minimale de 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 8 ans celle de 60 \$ par mois pour l'alimentation en triphasé pour en étaler l'impact plus important ; »

**Demandes :**

22.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur se propose de prendre de 4 à 8 ans pour corriger une situation qu'il considère lui-même comme « inéquitable » pour certains clients [référence (i)].

**Réponse :**

5           **L'élaboration d'un scénario d'implantation exige la prise en compte d'un**  
6           **grand nombre de considérations allant de la simplicité des tarifs à la gestion**  
7           **des impacts et la préservation de la stabilité tarifaire, en passant par l'équité**  
8           **tarifaire parmi les clients.**

9           **La proposition du Distributeur reflète le résultat de cet exercice.**

10          **Voir également la réponse à la question 50.2 de demande de renseignements**  
11          **n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

22.2 Veuillez fournir une estimation du nombre de clients par segment de clientèle (propriétaires TAE, non-TAE, MFR, clients agricoles, etc.) qui seraient affectés par l'introduction d'une facture minimale.

**Réponse :**

1           **Au tableau R-48.3 en réponse à la question 48.3 de la demande de**  
 2           **renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-16, document 1.2, le**  
 3           **Distributeur présente le nombre de clients résidentiels et agricoles affectés**  
 4           **par la facture minimale au moins une fois durant l'année. Ce nombre est établi**  
 5           **à partir de l'ensemble des données de facturation. Pour ce qui est des**  
 6           **segments de clientèle énoncés dans la présente question, ils proviennent**  
 7           **d'une analyse basée sur le sondage Utilisation de l'électricité dans le marché**  
 8           **résidentiel. Le Distributeur ne peut donc fournir le nombre de clients, ni les**  
 9           **revenus découlant de l'application de différents scénarios tarifaires. Ces**  
 10           **segments permettent uniquement d'illustrer les impacts des modifications**  
 11           **proposées.**

12           **Le Distributeur peut néanmoins fournir la proportion des clients des différents**  
 13           **segments touchés par la facture minimale de même que la proportion de**  
 14           **ceux-ci qui seraient globalement avantagés par la structure cible proposée, ce**  
 15           **qui est présenté au tableau R-22.2.**

**TABLEAU R-22.2 :**  
**PROPORTION DU NOMBRE DE CLIENTS PAR SEGMENT TOUCHÉS PAR LA FACTURE**  
**MINIMALE ET PROPORTION DE CES CLIENTS AVANTAGÉS**  
**PAR LA STRUCTURE CIBLE PROPOSÉE**

Segments de la clientèle au tarif D	Clients du segment payant une facture minimale au moins une fois durant l'année	
	% des clients du segment	% des clients globalement avantagés
Propriétaires TAE (maisons-plex)	8%	68%
Propriétaires TAE (multilogement)	34%	96%
Propriétaires non-TAE	15%	71%
Locataires	37%	92%
Clients MFR	27%	87%

22.3 Veuillez fournir une estimation des montants supplémentaires (en sus de la redevance d'abonnement) que le Distributeur récupérera à terme chez chacun des segments de clientèle grâce à l'introduction d'une facture minimale.

**Réponse :**

1           **Voir la réponse à la question 22.2.**

22.4 Veuillez commenter sur l'opportunité de réduire de moitié la période d'implantation d'une facture minimale, soit 2 ans pour l'alimentation en monophasé et 4 ans pour l'alimentation en triphasé.

**Réponse :**

2           **Le fait d'atteindre le montant cible pour la facture minimale en moitié moins**  
3           **de temps aura pour conséquence de doubler les impacts tarifaires sur les**  
4           **clients les plus directement touchés, et cela, pendant une plus courte période.**  
5           **Toutefois, ces clients seront davantage épargnés les années subséquentes à**  
6           **la période d'implantation.**

7           **Voir la réponse à la question 22.1.**

8           **Voir également la réponse à la question 50.2 de la demande de**  
9           **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

**Question no 23**

**Référence :**

(i) Pièce B-0052, page 15, note de bas de page no 12.

**Préambule :**

(i) « Revenus de la facture minimale de 118 M\$ moins les revenus de 516 M\$ de la redevance. »

**Demande :**

23.1 Veuillez fournir le détail des calculs des montants de 118 M\$ et de 516 M\$ indiqués par le Distributeur à la référence (i). Veuillez expliquer votre méthode de calculs.

**Réponse :**

10           **Ces montants sont le résultat de la simulation de la structure de prix actuelle**  
11           **et de la structure cible, présentées au tableau 6 de la pièce HQD-14,**  
12           **document 2 (B-0052), appliquées aux données de consommation de référence**  
13           **de la clientèle.**

14           **Ils représentent la somme des revenus récupérés au moyen de ces**  
15           **composantes pour l'ensemble de la clientèle retenue aux fins des simulations**  
16           **tarifaires.**

**Question no 24**

**Références :**

- (i) Pièce B-0052, page 15, tableau 6;
- (ii) Pièce B-0052, page 15, lignes 1 à 5.

**Préambule :**

- (i) Tableau 6 :

**TABEAU 6 :  
STRUCTURE CIBLE PROPOSÉE POUR LE TARIF D  
(À REVENUS ÉQUIVALENTS)  
TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2016**

	Prix		Écart
	actuel	cible	
<b>Tarif D</b>			
Redevance (¢/jour)	40,64	0	-40,64
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/jour)	30	40	10
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,71	6,29	10%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,68	10,45	20%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	s.o.	-
Prime de puissance - été (\$/kW)	3,78	s.o.	-
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	20,00	20,00
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	60,00	60,00

- (ii) « Le remplacement de la redevance par une facture minimale, compensé par une hausse des prix d'énergie, constitue une réallocation des revenus d'environ 400 M\$ de la composante fixe du tarif vers les composantes en énergie. En incluant la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche, l'ensemble des modifications ont pour effet d'accroître la progressivité du tarif D, la hausse plus rapide du prix de la 2<sup>e</sup> tranche accentuant d'autant plus cet effet. » (nos soulignés)

**Demandes :**

24.1 Veuillez indiquer comment le montant associé à la redevance d'abonnement a été réparti entre les prix des deux tranches d'énergie du tarif D au tableau 6 [référence (i)].

**Réponse :**

1            **La structure cible proposée par le Distributeur reflète les orientations**  
 2            **retenues par la Régie dont l'introduction d'une facture minimale en**  
 3            **remplacement de la redevance, la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie à**  
 4            **40 kWh par jour et la récupération des revenus par une hausse deux fois plus**  
 5            **élevée du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que celui de la 1<sup>re</sup> tranche.**

24.2 Veuillez commenter sur l'opportunité d'attribuer le montant de 400 M\$ mentionné à la référence (ii) aux prix de l'énergie des deux tranches, sans la contrainte d'augmenter deux fois plus le prix de la 2<sup>ème</sup> tranche que celui de la première.

**Réponse :**

1           À la section 3.1.3 de la pièce HQD-14, document 2 (B-0052), le Distributeur  
2           émet ses préoccupations reliées à une hausse importante du prix de la  
3           2<sup>e</sup> tranche au tarif D et à la rapidité et l'importance avec laquelle le prix de la  
4           2<sup>e</sup> tranche augmenterait au cours des prochaines années si la stratégie  
5           d'augmenter deux fois plus le prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que celui de la  
6           1<sup>re</sup> tranche est maintenue.

7           Plus spécifiquement, le Distributeur souhaite que la hausse du prix de la  
8           2<sup>e</sup> tranche soit déterminée en tenant compte du contexte énergétique et de la  
9           position concurrentielle de l'électricité, notamment par rapport au gaz naturel.

10          C'est dans ce contexte que le Distributeur propose, dans le présent dossier  
11          tarifaire, d'amorcer l'implantation des orientations relatives au tarif D en les  
12          compensant par une hausse uniforme des prix d'énergie, plutôt que par une  
13          hausse deux fois plus élevée en 2<sup>e</sup> tranche qu'en 1<sup>re</sup> tranche. Cette approche,  
14          jumelée aux autres modifications proposées, permet néanmoins une  
15          amélioration significative du signal de prix.

16          À chaque année, les considérations tarifaires, économiques et énergétiques  
17          seront prises en compte pour déterminer la stratégie d'amélioration du signal  
18          de prix au tarif D.

**Question no 25**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0052, page 13, ligne 1 à 16;
- (ii) Pièce B-0052, page 20, lignes 10 à 15;
- (iii) Pièce B-0052, page 15, tableau 6.

**Préambule**

- (i) « À la lumière des travaux réalisés en séances de travail au printemps 2015 et des commentaires formulés par les intervenants, le Distributeur a présenté les orientations qu'il privilégiait concernant la stratégie relative aux tarifs domestiques dans le cadre de la demande tarifaire 2016-20177. Dans sa décision D-2016-033, la Régie s'est prononcée sur un certain nombre d'orientations qui ont guidé le Distributeur dans l'élaboration de sa proposition de révision des tarifs domestiques dont l'implantation débute le 1er avril 2017. Ainsi, la Régie a accepté l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance d'abonnement actuelle et la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie à 40 kWh par jour. En outre, la Régie demande que les modifications apportées à la structure du tarif D soient compensées par une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie que celui de la 1<sup>re</sup> tranche.  
La Régie a également accepté la création d'un nouveau tarif qui sera applicable aux grands consommateurs domestiques pour qui la puissance est



facturée. Le nouveau tarif DP est un tarif mieux adapté à leur profil de consommation.

Par ailleurs, la Régie a demandé au Distributeur de proposer une **implantation graduelle de ces modifications, afin de préserver la stabilité tarifaire.**

La prochaine section présente la structure cible proposée pour le tarif D, **un plan d'implantation ainsi qu'une proposition de modification du tarif au 1er avril 2017.** » (nos soulignés)

- (ii) « Tel qu'illustré au tableau 6, la demande de la Régie de compenser les modifications à la structure du tarif D par une hausse annuelle deux fois plus élevée en 2e tranche qu'en 1re tranche correspondrait, pour générer les mêmes revenus qu'avec la structure tarifaire actuelle, à une **hausse de 20 % du prix de la 2e tranche.** À cette hausse pourraient **s'ajouter 9 années de hausses tarifaires** également récupérées deux fois plus sur le prix de la 2e tranche que sur celui de la 1re tranche. » (nos soulignés)
- (iii) Tableau 6 : « Structure Cible proposée pour le tarif D » - Hausse de 20% du prix de l'énergie de la 2<sup>ème</sup> tranche (de 8,68 ¢/kWh en 2016 à 10,45 ¢/kWh à la fin de la période d'implantation).

### **Demandes**

Selon notre compréhension, l'implantation graduelle des modifications de structure du tarif D demandée par la Régie dans sa décision D-2016-033 vise à préserver la stabilité tarifaire, telle que notée par le Distributeur à la référence (i).

Toujours selon nous, une fois les modifications complétées, c'est-à-dire la structure cible du tarif D atteinte, il ne serait pas nécessaire d'appliquer une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2e tranche d'énergie que celui de la 1re tranche.

Le Distributeur se propose de prendre jusqu'à 9 ans pour compléter les modifications de structure du tarif D [voir référence (ii)].

25.1 Veuillez indiquer si, dans son affirmation à la référence (ii), le Distributeur a compté en trop le nombre d'années de hausses du prix de la deuxième tranche deux fois plus sur celui de la 1re tranche. Veuillez expliquer.

### **Réponse :**

- 1 **Non. La proposition du Distributeur consiste bien à étaler sur 9 ans le**  
2 **déploiement des modifications aux tarifs domestiques. Au cours de ces**  
3 **mêmes 9 années, les hausses tarifaires s'ajouteront aux impacts énoncés au**  
4 **préambule (ii).**

25.2 Veuillez fournir une estimation de la période d'implantation la plus courte d'une facture minimale au tarif D tout en respectant la stabilité tarifaire.

### **Réponse :**

- 5 **Voir la réponse à la question 22.4.**

1 **Voir également les réponses aux questions 50.1 et 50.2 de la demande de**  
2 **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

**Question no 26**

**Références :**

- (i) Pièce B-0052, page 18, lignes 9 à 10;
- (ii) Pièce B-0052, page 34, lignes 27 à 31.

**Préambule :**

- (i) « Le déploiement pourrait ainsi se faire comme suit :
  - réduire et éliminer la redevance sur une période de 9 ans ; »;
- (ii) « D'abord, plutôt que de l'éliminer sur une période de 9 ans comme au tarif D, le Distributeur propose d'accélérer l'élimination de la redevance au tarif DT. Ainsi, en la remplaçant sur une période de 4 ans par une facture minimale au tarif DT, les clients bénéficieront, dès le 1<sup>er</sup> avril 2017, d'une économie additionnelle annuelle avant effacement de 37 \$ pour les 4 prochaines années. ».

**Demandes :**

À la référence (i), le Distributeur propose à la Régie d'éliminer la redevance sur une période de 9 ans pour le tarif D.

À la référence (ii), il propose d'accélérer l'élimination de la redevance sur 4 ans pour le tarif DT, plutôt que sur une période de 9 ans comme au tarif D. Le Distributeur y affirme qu'en ce faisant, la clientèle au tarif DT réalisera des économies additionnelles.

26.1 Veuillez fournir une estimation de la période d'implantation la plus courte de l'élimination de la redevance pour donner à la clientèle au tarif D des avantages supplémentaires tout en ayant la stabilité tarifaire.

**Réponse :**

3 **Considérant les impacts associés à l'élimination de la redevance, il est**  
4 **difficile de réduire la période de son élimination en préservant la clientèle de**  
5 **chocs tarifaires. Toute réduction de cette période permet aux clients**  
6 **avantages de tirer profit plus rapidement de cette modification, mais devance**  
7 **d'autant les impacts et accroît leur importance pour ceux qui n'en tirent pas**  
8 **avantage. La proposition du Distributeur permet de limiter et de lisser les**  
9 **impacts sur la période proposée.**

26.2 Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients d'une accélération de la période de l'élimination de la redevance au tarif D plutôt que sur une période de 9 ans.

**Réponse :**

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

**Question no 27**

**Références :**

- (i) Pièce B-0052, page 20, ligne 26;
- (ii) Pièce B-0052, page 21, ligne 6;
- (iii) Pièce B-0052, page 23, ligne 8.

**Préambule :**

- (i) « Comme l'illustre la figure 5, le coût d'énergie du chauffage des locaux au gaz naturel pour tous les cas types est actuellement plus faible que celui du chauffage électrique pour un système électrique à air chaud. Le même constat prévaut en ce qui concerne la facture énergétique pour l'ensemble des usages. »
- (ii) « Le Distributeur est préoccupé par la perception négative de la clientèle domestique relativement à une position concurrentielle défavorable de l'électricité par rapport au gaz naturel ainsi que par son effet à long terme sur les décisions des consommateurs. Le fait d'augmenter de façon plus importante le prix de la 2e tranche amplifierait cette perception négative. Malgré que des facteurs comme la perception du produit, la disponibilité du réseau gazier et la volatilité des prix des combustibles militent en faveur du chauffage électrique, des hausses plus importantes et répétées du prix de la 2e tranche au tarif D pourraient à terme avoir raison de ces facteurs. »
- (iii) « Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur propose, pour le présent dossier tarifaire, d'amorcer l'implantation des mesures au tarif D en les compensant par une hausse uniforme des prix d'énergie, plutôt que par une hausse deux fois plus en 2e tranche élevée qu'en 1re tranche. » (nos soulignés)

**Demandes :**

27.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur conciliera dans les prochaines années l'objectif d'aligner le prix de la deuxième tranche d'énergie sur les coûts évités et sa préoccupation relative aux hausses plus importantes et répétées du prix de la 2e tranche au tarif D mentionnée à la référence (ii).

**Réponse :**

2 **Le coût évité de long terme du chauffage électrique demeure la cible à**  
3 **atteindre, mais sous contrainte du coût d'opportunité auquel fait face le client**  
4 **lorsqu'il fait des choix pour répondre à ses besoins énergétiques (gaz naturel**  
5 **et autoproduction). Cet aspect s'ajoute à ce qui a été énoncé en réponse aux**  
6 **questions 21.1 et 24.2.**

7 **Le Distributeur vise à éviter qu'une hausse trop importante du prix de la**  
8 **2<sup>e</sup> tranche se transforme en pertes de revenus qui devront être récupérées**  
9 **auprès des autres clients.**

1           **Pour ce faire, le Distributeur tiendra compte de l'évolution de la position**  
2           **concurrentielle de l'électricité au secteur résidentiel et proposera, à chaque**  
3           **année, les ajustements nécessaires à sa stratégie de hausse des prix**  
4           **d'énergie du tarif D.**

27.2 Veuillez indiquer les mesures prises et envisagées par le Distributeur pour maintenir et améliorer la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel.

**Réponse :**

5           **Voir la réponse à la question 27.1.**

### **Question no 28**

**Références :**

- (i) Pièce B-0052, page 19, lignes 1 à 2;
- (ii) Dossier R-3972-2016, pièce A-0001.

**Préambule :**

- (i) « hausser le seuil de la 1re tranche d'énergie de 2 kWh par jour annuellement pendant 5 ans pour atteindre 40 kWh par jour ; »;
- (ii) « Le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles (le ministre) a donné à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 42 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi), le mandat de proposer des solutions tarifaires qui s'inspirent des meilleures pratiques des autres États et territoires et qui visent, notamment, une simplification des options offertes aux clients. Cet avis devra notamment prendre en compte la détérioration constatée dans la capacité des ménages à faible revenu à payer à temps leurs factures d'électricité. »

**Demandes :**

28.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur propose à la Régie d'étaler sur 5 ans l'augmentation du seuil de la première tranche d'énergie dans le contexte où, déjà en 2014, le gouvernement du Québec a demandé que les tarifs tiennent compte, entre autres, de la situation des MFR [décret 814-2014 mentionné par le Distributeur à la pièce B-0056, page 5] et où tout récemment, le gouvernement demande à la Régie de lui proposer des solutions tarifaires qui prennent en compte notamment « *la détérioration constatée dans la capacité des ménages à faible revenu à payer à temps leurs factures d'électricité* » [référence (ii)].

**Réponse :**

6           **Voir la réponse à la question 50.2 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
7           **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

28.2 Veuillez évaluer les impacts de ce rythme d'implantation – relativement lent, selon nous - sur la facture d'électricité des MFR.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur réfère l'intervenant à la figure 4 de la pièce HQD-14,**  
2            **document 2 (B-0052), page 18, qui présente l'impact combiné de l'ensemble**  
3            **des mesures proposées à terme.**

4            **Voir également la réponse à la question 50.2 de la demande de**  
5            **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

28.3    Veuillez indiquer le montant (en dollars) qu'un client type MFR économisera en 2017-2018 grâce à l'augmentation du seuil de la première tranche d'énergie de 30 kWh par jour à 32 kWh par jour.

**Réponse :**

6            **Dans le contexte de la révision des tarifs domestiques, l'adoption des**  
7            **différentes modifications à la structure doit absolument être analysée**  
8            **globalement pour en dégager l'impact net. Le tableau 4 de la pièce HQD-14,**  
9            **document 2 (B-0052) présente les impacts nets mensuels en pourcentage et**  
10           **en dollars de l'ensemble des modifications de la structure proposée au**  
11           **1<sup>er</sup> avril 2017 incluant l'ajustement tarifaire proposé de 1,6 %, notamment pour**  
12           **le segment de la clientèle MFR et non un client type MFR.**

28.4    Veuillez commenter sur l'opportunité d'accélérer le rythme d'implantation, par exemple sur 2 ans en raison de 5 kWh par an.

**Réponse :**

13           **Voir la réponse à la question 50.3 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
14           **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

28.5    Veuillez fournir une estimation des prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie du tarif D, de la facture d'électricité d'un client MFR si le seuil de la première tranche est fixé à 35 et 40 kWh par jour respectivement en 2017, plutôt qu'à 32 kWh par jour.

**Réponse :**

15           **Voir la réponse à la question 50.3 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
16           **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2**

**PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE  
(PIÈCE B-0018, HQD-4, DOCUMENT 2)**

**Question no 29**

**Référence :**

(i) Pièce B-0018, page 11.

**Préambule :**

(i) « Aux tarifs D et DM, l'écart de -2 179 GWh découle essentiellement de la diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015. Les principaux éléments de changement de comportement de la clientèle sont un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux électriques et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements. Ces éléments technico-économiques ont été intégrés au modèle de prévision du secteur résidentiel et agricole. »

**Demandes :**

29.1 Veuillez décrire comment chacun des « éléments technico-économiques » mentionnés à la référence (i) ont été intégrés au modèle de prévision de la demande du Distributeur.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 10.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
2 **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

29.2 Veuillez indiquer si l'intégration effectuée par le Distributeur améliorera la précision et la performance de la prévision de la demande du Distributeur. Si oui, de quelle façon?

**Réponse :**

3 **L'intégration des éléments technico-économiques au modèle de prévision du**  
4 **secteur résidentiel et agricole a permis d'augmenter la significativité de**  
5 **chacune des variables composites, d'augmenter le coefficient de**  
6 **détermination et de mieux modéliser l'historique récent.**

29.3 Veuillez préciser si cette intégration améliorera le coefficient de détermination du modèle de prévision de la demande du Distributeur.

**Réponse :**

7 **Voir la réponse à la question 29.2.**

29.4 Compte tenu de la réalisation de l'intégration de ces « éléments technico-économiques » au modèle de prévision, doit-on s'attendre aux changements significatifs de la prévision de la demande au secteur résidentiel lors de la mise à jour prévue pour le début de l'audience?

**Réponse :**

1            **Le Distributeur croit avoir bien ciblé les principaux éléments d'écart de**  
2            **prévision. Par contre, voir la réponse à la question 13.4 de la demande de**  
3            **renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2 pour les**  
4            **éléments de risque de la prévision de la demande de l'année témoin 2017.**

29.5 Veuillez indiquer si le Distributeur fait appel aux experts externes pour améliorer la performance de sa prévision de la demande en énergie et en puissance.

**Réponse :**

5            **Le Distributeur est membre du Energy Forecasting Group (Itron), lui donnant**  
6            **accès à des informations méthodologiques relatives à la prévision en énergie,**  
7            **en puissance et des revenus. Le Distributeur s'y informe des tendances**  
8            **prévues, par exemple sur les taux de diffusion et l'efficacité des équipements**  
9            **des secteurs résidentiel et commercial aux États-Unis.**

**Question no 30**

**Référence :**

(i) Pièce B-0018, page 11.

**Préambule :**

(i) « Au tarif DT, l'écart négatif de 114 GWh est essentiellement attribuable à une diminution plus importante que prévu du nombre d'abonnements. »

**Demande :**

30.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend améliorer la prévision du nombre d'abonnements au tarif DT.

**Réponse :**

10           **Le Distributeur suit de près l'évolution du parc biénergie. L'intégration des**  
11           **données les plus récentes permet d'améliorer la prévision de l'évolution du**  
12           **nombre d'abonnements à ce tarif.**

**Question no 31**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0018, page 14.

**Préambule :**

- (i) « Les besoins en énergie pour l'année 2016 sont inférieurs de 2,8 TWh à ceux acceptés dans la décision D-2016-0338. Cette diminution s'explique principalement par celle des ventes prévues et du taux de pertes.  
**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 2016-2017 atteindront 37 630 MW, soit une baisse de 81 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2015-2016. Cet écart découle d'une baisse prévue des ventes industrielles entre les mois de janvier 2016 et 2017, partiellement compensée par une croissance des besoins en puissance pour les secteurs résidentiel et agricole, de même que commercial et institutionnel. Par ailleurs, la pointe de l'hiver 2015-2016, survenue le 15 février, a été **inférieure de 803 MW** à celle annoncée dans le dossier R-3933-2015, et ce, en raison des températures plus chaudes que la normale de l'hiver 2015-20169 (-554 MW) et des ventes plus faibles que prévu **(-249 MW)**.” (nos soulignés)

**Demandes :**

31.1 Veuillez indiquer les mesures envisagées par le Distributeur pour améliorer la précision et la performance de sa prévision de la demande en puissance à la pointe d'hiver.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur est continuellement en processus d'amélioration de la**  
2            **prévision de la demande en puissance. À titre illustratif, les analyses qu'il**  
3            **effectue pour cibler les raisons de l'écart de prévision de la demande au**  
4            **secteur résidentiel (à ce sujet, voir les réponses aux questions 13.1 et 13.3 de**  
5            **la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16,**  
6            **document 1.2) lui ont permis de déterminer si ces éléments contribuait**  
7            **également à une réduction de la pointe d'hiver.**

31.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a discuté avec le Transporteur des moyens pour utiliser des prévisions plus précises de la demande en puissance à la pointe d'hiver dans la détermination de la facture de transport de la charge locale. Dans l'affirmative, veuillez les préciser. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

**Réponse :**

8            **Le Distributeur n'a pas discuté spécifiquement de l'utilisation de prévisions**  
9            **plus précises de la demande en puissance à la pointe d'hiver avec le**  
10           **Transporteur. L'évolution de la prévision de la demande en puissance d'un**



1 hiver à l'autre s'appuie sur la croissance prévue des principaux usages  
2 présents à la pointe d'hiver (par exemple, chauffage des locaux et de l'eau et  
3 grandes industries). Ces éléments de croissance doivent provenir d'une  
4 connaissance précise de la clientèle par marché, information dont le  
5 Transporteur ne dispose pas. Le Distributeur soumet que ses modèles de  
6 prévision de la demande en puissance sont adéquats, considérant les aléas  
7 auxquels est soumise cette demande.

**Question no 32****Référence :**

- (i) Pièce B-0018, page 15, tableau 7.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur indique à la référence (i) que les besoins en puissance à la pointe seront de 37 630 MW pour l'année témoin projetée (hiver 2016-2017).

**Demande :**

32.1 Veuillez confirmer que le Distributeur a transmis au Transporteur sa prévision de besoins en puissance à la pointe de 37 630 MW mentionnée à la référence (i) pour calculer la facture de transport de la charge locale de 2017. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

8 **Le Distributeur le confirme.**

**Question no 33****Références :**

- (i) Pièce B-0018, page 15, tableau 7;  
(ii) Pièce B-0052, page 50, lignes 19 à 21 (Section 5.2 Tarif de développement économique).

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur prévoit à la référence (i) que ses besoins en puissance à la pointe seront de 37 711 MW et de 37 630 MW respectivement pour l'année de base et l'année témoin projetée;  
(ii) « À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec neuf clients, principalement des centres de données, pour lesquels le tarif (de développement économique) pourrait s'appliquer dans certains cas dès la fin 2016 ».

**Demandes :**

33.1 Si certains clients au tarif de développement économique consomment de la puissance dès 2016, est-ce que la facture de transport du Distributeur en 2016 sera modifiée par rapport à celle retenue par la Régie pour déterminer la hausse tarifaire de 2016-2017? Veuillez expliquer.

**Réponse :**

1                   **Non. La facture de la charge locale est établie sur une base prévisionnelle et**  
2                   **n'est pas révisée par le Transporteur en fonction des aléas climatiques ou des**  
3                   **aléas de la demande. Voir également la réponse à la question 3.1.**

33.2 Veuillez indiquer si la valeur de 37 630 MW pour l'année témoin projetée inclut ou non le besoin en puissance en 2017 des clients au tarif de développement. Dans l'affirmative, veuillez quantifier leur besoin en puissance en MW ou kW. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

**Réponse :**

4                   **La prévision de la demande du Distributeur repose sur une approche**  
5                   **macroéconomique. Elle n'inclut pas explicitement les besoins en puissance**  
6                   **découlant des ententes relatives au tarif de développement économique. La**  
7                   **demande de ces clients serait couverte par la croissance globale. Par ailleurs,**  
8                   **le Distributeur est d'avis que le déploiement se fera graduellement au cours**  
9                   **des prochaines années et aura peu d'impact à la pointe en 2017.**

**Question no 34**

**Référence :**

(i) Pièce B-0018, page 16.

**Préambule :**

(iii) « Pour 2015, l'écart atteint 2 TWh, principalement en raison des changements de comportement de la clientèle invoqués à la section 1.4. »

**Demande :**

34.1 Veuillez expliquer de la façon la plus précise possible comment le modèle de régression linéaire utilisé par le Distributeur pour sa prévision de la demande peut refléter des changements récents de comportements de la clientèle invoqués à la référence (i), considérant que la régression est basée sur les données historiques.

**Réponse :**

10                   **Voir la réponse à la question 10.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
11                   **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

**Question no 35**

**Référence :**

(i) Pièce B-0018, page 28, tableau B-2.

**Préambule :**

Hydro-Québec retient une croissance du PIB de 1,6% en 2017, bien inférieure à la moyenne du consensus de 1,9%.

**Demande :**

35.1 Veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec prévoit une croissance du PIB en 2017 plus faible que celles prévues par les autres entreprises et organismes (Conference Board of Canada, IHS Global Insight, Mouvement Desjardins, etc.).

**Réponse :**

1            **Il est exact que la prévision du PIB total du Québec effectuée en avril 2016 par**  
2            **le Distributeur pour l'année 2017 se situait à 0,3 % sous la moyenne du**  
3            **consensus. Sans les prévisions les plus optimistes (banques CIBC et Scotia,**  
4            **notamment), le consensus se serait situé beaucoup plus près du**  
5            **positionnement du Distributeur. De plus, trois organismes avaient alors retenu**  
6            **la même prévision que le Distributeur (1,6 %), notamment le ministère des**  
7            **Finances du Québec. Depuis, plusieurs organismes (dont le Conference Board**  
8            **du Canada et Desjardins) ont révisé leur prévision à la baisse. Au début**  
9            **octobre, le consensus se situait à 1,6 %.**

10           **Par ailleurs, le Distributeur ne dispose pas d'information sur les hypothèses et**  
11           **les méthodologies utilisées par les organismes, ce qui l'empêche de faire une**  
12           **analyse fine de positionnements précis. De son côté, le Distributeur avait**  
13           **anticipé que plusieurs éléments allaient affecter la croissance économique au**  
14           **Québec, notamment la lente reprise de l'économie mondiale, la faiblesse du**  
15           **prix des ressources et des métaux de base, de même que la chute des**  
16           **investissements des entreprises privées, laquelle contribue à altérer la**  
17           **productivité des entreprises québécoises.**

**COÛTS ÉVITÉS**  
**(PIÈCE B-0021, HQD-4, DOCUMENT 4)**

**Question no 36**

**Références :**

- (i) Pièce B-0021, page 5;
- (ii) Pièce B-0052, tableau 10, HQD-14, document 2, page 51.

**Préambule :**

(i) « **1.1.1. Signal de coût évité de l'énergie**

Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente d'importants surplus. Pour la période d'hiver, le signal de coût évité reflète le coût des achats sur les marchés de court terme alors que pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- 2017 à 2026 inclusivement :
  - le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,3 ¢/kWh (\$ 2016), indexé à l'inflation ;
  - le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2016), indexé à l'inflation. »

(ii) Simulation de la neutralité du tarif de développement économique.

**Demandes :**

36.1 Veuillez fournir le plus récent bilan offre-demande en énergie et les quantités de surplus pour la période 2016-2026.

**Réponse :**

- 1            **Le bilan offre-demande en énergie ainsi que l'ampleur des surplus seront**  
2            **présentés dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2026.**

36.2 Veuillez démontrer que les coûts évités en énergie proposés à la référence (i) reflètent bien l'état des surplus en énergie du Distributeur de 2016 à 2026.

**Réponse :**

- 3            **Voir la réponse à la question 15.1 de la demande de renseignements n° 2 de la**  
4            **Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.**

36.3 Veuillez déposer tous les rapports ou évaluations pertinents pour appuyer l'affirmation du Distributeur à la référence (i).

**Réponse :**

- 5            **Voir la réponse à la question 36.1.**

36.4 Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités en énergie utilisés pour la simulation de la neutralité du tarif de développement économique [référence (ii)] sont nuls en hiver de 2017 et de 2018, alors que la référence (i) indique qu'ils sont de 6,3 ¢/kWh de 2017 à 2026.

**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.**

3 **Le Distributeur souligne toutefois que dans le présent dossier, le nombre**  
4 **d'heures où le Distributeur planifie procéder à des achats sur les marchés de**  
5 **court terme devrait être très faible pour les années 2017 et 2018, ce qui**  
6 **explique les coûts respectifs de 0,01 ¢/kWh et 0,02 ¢/kWh (soit 0,0 ¢/kWh)**  
7 **apparaissant à la référence (ii).**

**Question no 37****Références :**

- (i) Pièce B-0021, page 5, lignes 14 à 17;
- (ii) Pièce B-0021, page 5, lignes 18 à 23.

**Préambule :**

- (i) « Pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2016, indexé à l'inflation);  
À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité est de 108 \$/kW-an (\$ 2016, indexé à l'inflation). » (nos soulignés)
- (ii) « Dans sa décision D-2016-0331, la Régie fixait le signal de prix à 53 \$/kW-hiver à compter de l'hiver 2018-2019. Toutefois, le Distributeur réitère respectueusement sa proposition d'établir le signal de coût évité selon l'approche proposée dans le cadre du dossier R-3933-2015. Le Distributeur rappelle en effet que la valorisation d'un nouvel équipement en dehors de la période d'hiver n'est plus possible dans le contexte actuel, rendant ainsi irréaliste l'hypothèse d'un équipement dédié à 50 % aux besoins du Québec. »

**Demandes :**

37.1 Veuillez expliquer pourquoi, pour l'hiver 2018-2019, le coût évité de la puissance ne pourrait pas être basé sur le coût d'achat sur les marchés de court terme, comme pour 2017-2018.

**Réponse :**

8 **Le coût évité en puissance de long terme reflète l'année à partir de laquelle la**  
9 **contribution de 500 MW de puissance garantie découlant de l'appel d'offres de**  
10 **long terme (A/O 2015-01) sera effective.**

37.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a entrepris ou non des pourparlers avec le Producteur et avec autres intéressés pour partager les frais associés à l'acquisition éventuelle de la puissance à long terme, pour éviter d'avoir à revendre lui-même de la puissance sur les marchés étrangers en été.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur rappelle que toutes les capacités de transport ferme sur les**  
2 **interconnexions à partir du Québec sont réservées à très long terme, ce qui**  
3 **rend impossible la revente de puissance durant les mois d'avril à novembre.**

**Question no 38**

**Référence :**

(i) Pièce B-0052 (HQD-14, document 2, page 50).

**Préambule :**

(i) « Le tableau 10 présente la simulation de la neutralité du tarif de développement économique. Outre le coût à la marge qui est évalué sur la base des **coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent dossier**, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites. » (nos soulignés)

**TABLEAU 10 :  
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ (¢/kWh)**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	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	0,0	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	3,0	0,0	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,1	1,3	4,4	0,2	4,6	(0,6)	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,2	1,3	4,7	0,2	4,9	(0,8)	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE + transition	3,1	0,3	1,4	4,8	0,2	5,0	(0,7)	4,3	-15,0%	5,0
2022	TDE + transition	3,2	0,3	1,4	4,9	0,2	5,1	(0,6)	4,6	-10,0%	5,1
2023	TDE + transition	3,3	0,4	1,4	5,1	0,2	5,3	(0,4)	4,9	-5,0%	5,1
Annuité 5,248%		3,0	0,2	0,8	4,0	0,2	4,2	(0,1)	4,1	-17,2%	5,0

**Demandes :**

Le Distributeur affirme à la référence (i) qu'il utilise les coûts évités de la puissance proposés dans le présent dossier pour établir la neutralité du tarif de développement économique (tableau 10, colonne « Puis. »).

On y constate un saut important du coût à la marge de la puissance, de 0,2 ¢/kWh en 2018 à 1,3 ¢/kWh en 2019.

À l'horizon de 2023, le coût à la marge de la puissance représente 27% (1,4/5,1=27%) du coût de fourniture du tarif de développement économique.

38.1 Veuillez fournir le plus récent bilan offre-demande en puissance du Distributeur pour la période 2015-2023.

**Réponse :**

1 **Le bilan en puissance le plus récent portant sur la période 2015-2023 est**  
2 **présenté dans l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-**  
3 **2023 à la page 18.**

4 **Par ailleurs, une mise à jour du bilan offre-demande en puissance du**  
5 **Distributeur sera déposée dans le cadre du Plan d'approvisionnement**  
6 **2017-2026.**

7 **Voir également la réponse à la question 36.1.**

38.2 Veuillez fournir, pour chacune des années de la période 2015 à 2023, les coûts de la puissance (en \$/kW), les puissances (en kW ou MW) du tarif de développement économique utilisés par le Distributeur pour établir les coûts à la marge de la puissance présentés au tableau 10.

**Réponse :**

8 **L'indicateur du coût évité en puissance est présenté chaque année dans les**  
9 **dossiers tarifaires à la pièce relative aux coûts évités (voir la pièce HQD-4,**  
10 **document 4 [B-0021] page 5, du présent dossier).**

11 **Aux fins de l'établissement du coût à la marge du tarif de développement**  
12 **économique, ce coût de puissance est exprimé en ¢/kWh, et ce, en tenant**  
13 **compte de la contribution en énergie en hiver d'un client au tarif L.**

14 **Voir également la réponse à la question 36.4.**

38.3 Veuillez expliquer pourquoi le coût de la composante fourniture en puissance du tarif de développement économique doit être basé sur l'hypothèse d'une utilisation exclusive en hiver d'une turbine-à-gaz par le Distributeur (tel que l'indique la pièce B-0021, page 5) au lieu d'un partage potentiel avec d'autres intéressés ou de l'achat sur les marchés.

**Réponse :**

15 **Le signal de coût évité en puissance reflète le coût moyen de la puissance**  
16 **associé aux soumissions retenues découlant de l'appel d'offres de long terme**  
17 **A/O 2015-01 visant l'acquisition de 500 MW de puissance garantie. Le**  
18 **Distributeur rappelle que l'appel d'offres était ouvert à toutes les sources de**  
19 **production.**

**APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ  
(PIÈCE B-0024, HQD-6, DOCUMENT 1)**

**Question no 39**

**Références :**

- (i) Pièce B-0024 (HQD-6, document 1), page 5;
- (ii) Dossier R-3933-2015, pièce B-0077, page 3.

**Préambule :**

- (i) « Il s'agit d'une diminution de 6,6 M\$ par rapport au coût présenté dans le dossier tarifaire 2016-2017. Cette diminution s'explique par le retrait des coûts reliés à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe en vertu de l'entente conclue avec TCE à cet effet et, ensuite, par la décision rendue par la Régie dans le dossier R-3953-2015. »
- (ii) La référence (ii), soumis par le Distributeur au dossier R-3933-2015, indique un coût de 8,75 M\$ pour l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe (7/12 de 15 M\$ en 2016).

**Demandses :**

39.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur peut retirer le coût associé à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe alors qu'il s'agit d'un coût fixe – indépendant de l'utilisation réelle de la centrale- en vertu de l'entente conclue avec TCE.

**Réponse :**

1            **Les coûts auxquels l'intervenant fait référence étaient applicables à la**  
2            **condition d'une décision favorable à la demande d'approbation de l'utilisation**  
3            **de la centrale de TCE en période de pointe (R-3925-2015). À la suite de la**  
4            **décision D-2016-105 de la Régie révoquant sa décision initiale approuvant la**  
5            **demande du Distributeur, les coûts d'utilisation de la centrale de TCE en**  
6            **pointe ont été retirés des coûts d'approvisionnement dans le présent dossier.**

39.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé le montant de retrait de 6,6 M\$ mentionné à la référence (i) et le comparer au montant de 8,75 M\$ soumis dans le dossier R-3933-2015.

**Réponse :**

7            **Tout d'abord, le Distributeur indique que la diminution de 6,6 M\$ représente la**  
8            **diminution de l'ensemble de ses coûts approvisionnements postpatrimoniaux**  
9            **de court et de long termes pour l'année 2016, et non pas seulement ceux**  
10           **associés à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe.**

11           **Toutefois, cette diminution s'explique notamment par le retrait du montant de**  
12           **8,75 M\$ associé à l'utilisation de la centrale de TCE.**

13           **Voir également la réponse à la question 39.1.**



**Question no 40**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0024, page 7.

**Préambule :**

- (i) « aucune quantité d'énergie rappelée (Conventions d'énergie différée), car le Distributeur continue à privilégier une approche prudente et raisonnable dans la gestion des conventions, en évaluant année après année sa **capacité** à rappeler l'énergie, en fonction des rappels déjà octroyés et de sa marge de manœuvre, notamment dans des scénarios de demande plus faible; » (nos soulignés)

**Demandes :**

40.1 Veuillez démontrer la capacité du Distributeur à rendre à zéro le solde du compte d'énergie différée en 2027 dans les cas de demande en énergie moyenne et de demande en énergie plus faible respectivement.

**Réponse :**

1                   **Dans sa planification, le Distributeur s'assure de rappeler l'énergie de façon à**  
2                   **ce que le solde du compte d'énergie différée soit écoulé en 2027 dans le**  
3                   **scénario de demande de référence.**

40.2 Veuillez démontrer que la stratégie de ne pas rappeler l'énergie en 2016 et 2017 minimise les coûts d'approvisionnements à court et long terme.

**Réponse :**

4                   **L'établissement des quantités prévues d'énergie différée et rappelée est avant**  
5                   **tout basé sur des considérations d'équilibre offre-demande, et ce, dans le**  
6                   **respect des obligations contractuelles et de l'esprit des Conventions**  
7                   **d'énergie différée (les Conventions). Par conséquent, les décisions relatives**  
8                   **aux quantités d'énergie différée et rappelée sont prises en fonction d'un**  
9                   **certain nombre de paramètres, dont le profil des besoins et des moyens**  
10                   **d'approvisionnement.**

**Question no 41**

**Références :**

- (i) Pièce B-0024, page 7, lignes 11 à 13;  
(ii) Pièce B-0024, page 10, tableau 5;

**Préambule :**

- (i) « inclusion des paramètres du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2015-02 tels qu'ils ont été approuvés par la Régie dans sa décision D-2016-095 ;»
- (ii) Le tableau 5 indique une contribution en puissance des éoliennes de 1 319 MW pour l'hiver 2016-2017 (année témoin). Le Distributeur y précise :  
« *Contribution basée sur les paramètres du nouveau service d'intégration éolienne avec garantie de puissance de 40 % en hiver.* »

**Demande :**

41.1 Veuillez fournir les puissances installées totales des éoliennes et leurs contributions à la pointe en 2016 et en 2017.

**Réponse :**

1            **La contribution des éoliennes à la pointe de l'hiver 2016-2017 est présentée au**  
2            **tableau 5 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0024) en tenant compte de la**  
3            **garantie de puissance de 40 % en hiver du nouveau service d'intégration**  
4            **éolienne. Ainsi, elle est prévue à 1 319 MW, ce qui correspond à une**  
5            **puissance installée de 3 296 MW.**

6            **La contribution des éoliennes à la pointe de l'hiver 2015-2016 est présentée au**  
7            **tableau E-13 de la pièce HQD-19, document 11 (B-0149) du dossier**  
8            **R-3933-2015 et est basée sur la garantie de puissance de 35 % de l'ancienne**  
9            **entente d'intégration éolienne. Elle s'élève à 1 067 MW et correspond à une**  
10           **puissance installée de 3 048 MW.**

**Question no 42**

**Références :**

- (i) Pièce B-0024, page 6, tableau 3;
- (ii) Pièce B-0024, page 10, tableau 5.

**Préambule :**

La référence (i) indique des besoins en puissance postpatrimoniaux de 3 645 MW pour l'hiver 2016-2017.

La référence (ii) montre des approvisionnements postpatrimoniaux de 3 731 MW incluant 850 MW d'option d'électricité interruptible et 90 MW de nouvelles interventions en GDP (Gestion de la demande en puissance).

Les moyens seraient donc plus élevés que les besoins (situation de surplus de puissance), selon notre compréhension des données présentées par le Distributeur.

**Demandes :**

42.1 Veuillez décrire les mesures qui seront prises par le Distributeur pour minimiser les coûts d'approvisionnements si les besoins en puissance sont inférieurs aux approvisionnements contractés pour l'hiver 2016-2017.

**Réponse :**

1                   **Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements de**  
2                   **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-16, document 3.**

42.2 Veuillez fournir le bilan offre-demande en puissance de 2015-2016 et de 2016-2017. Veuillez préciser les sources d'approvisionnements postpatrimoniaux selon le même format que celui de la référence (ii) [tableau 5].

**Réponse :**

3                   **Les besoins et les approvisionnements en puissance pour l'hiver 2016-2017**  
4                   **sont présentés respectivement aux tableaux 3 et 5 de la pièce HQD-6,**  
5                   **document 1 (B-0024). Pour l'hiver 2015-2016, les mêmes informations ont été**  
6                   **déposées aux tableaux 3 et 5 de la pièce HQD-6, document 1 (B-0023) du**  
7                   **dossier R-3933-2015.**

**STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (MFR)  
(PIÈCE B-0027, HQD-8, DOCUMENT 1, PAGES 11 À 16)**

**Question no 43**

**Références :**

- (i) Pièce B-0027, page 12, ligne 5;
- (ii) Pièce B-0027, page 12, tableau 5-A.

**Préambule :**

- (i) « En 2015, 95 437 ententes de paiement destinées aux clients à faible revenu ont été conclues»;
- (ii)

**TABLEAU 5-A :**  
**ÉVOLUTION DU SOUTIEN FINANCIER POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU**

Ententes de paiement - Ententes personnalisées et radiations	Années historiques					2016		Année témoin 2017
	2011	2012	2013	2014	2015	D-2016-033	Année de base	
Nombre d'ententes personnalisées	9 956	14 785	19 232	37 408	44 218	53 500	48 000	51 000
an -2	3 491	4 420	9 956	14 785	19 232	37 408	37 408	44 218
an -1	4 420	9 956	14 785	19 232	37 408	48 000	44 218	48 000
Nombre de radiations (A)	1 432	5 213	7 824	10 536	16 427	23 442	19 437	21 090
Radiation moyenne (\$) (B)	1 870	1 682	1 865	1 960	1 824	1 812	1 808	1 812
Radiations totales (M\$) (A*B)	2,7	8,8	14,6	20,7	29,9	42,5	35,1	38,2

**Demande :**

La référence (i) indique qu'en 2015, 95 437 ententes de paiement destinées aux clients à faible revenu ont été conclues. Le tableau 5-A indique qu'en 2015 le nombre d'ententes personnalisées est de 44 218.

43.1 Veuillez confirmer que le nombre des ententes destinées aux clients MFR autres que les « ententes personnalisées » en 2015 est de 51 219 (95 437 moins 44 218), représentant 53,7% du nombre total des ententes de paiement. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez fournir des explications pertinentes.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur le confirme. La différence entre le total des ententes de**  
2            **paiement destinées aux clients à faible revenu et le nombre d'ententes**  
3            **personnalisées correspond aux ententes CFR.**

**Question no 44**

**Référence :**

(i) Pièce B-0027, page 12.

**Préambule :**

(i) « Comparativement à l'année 2014, le Distributeur observe un léger recul de 4 % en 2015 des ententes destinées aux clients à faible revenu qui s'explique par une stabilisation de la demande des clients pour ce type d'entente. »

**Demande :**

44.1 Veuillez indiquer s'il existe ou non un critère de performance du Distributeur en matière de soutien et d'aide à la clientèle MFR.

**Réponse :**

4            **Aucun critère de performance n'est rattaché aux activités de soutien et d'aide**  
5            **à la clientèle MFR. L'objectif du Distributeur est d'offrir l'entente qui est la**  
6            **mieux adaptée à la capacité de payer des clients. Ce type d'ententes incite les**  
7            **clients qui en bénéficient à développer des habitudes régulières de paiement.**  
8            **Aussi, la volumétrie dépend du nombre de ménages à faible revenu en**  
9            **recouvrement qui contacte Hydro-Québec pour prendre une entente.**

**Question no 45**

**Références :**

(i) Pièce B-0027, page 13, ligne 1;  
(ii) Pièce B-0027, page 14, ligne 1.

**Préambule :**

(i) « Compte tenu de l'évolution du nombre d'ententes de paiement personnalisées, les coûts pour l'année de base totalisent 41,3 M\$ comparativement aux coûts reconnus de 50,7 M\$.

**Pour 2017, les coûts sont évalués à 44,9 M\$,** incluant un soutien financier de 38,2 M\$ et des coûts d'opération de 6,7 M\$. » (nous soulignons)

- (ii) « Ainsi, **le coût** pour le Distributeur des mesures dont bénéficient les clients MFR en **2017 s'élève à 29,6 M\$,** soit 15,6 M\$ auquel s'ajoute le rabais sur ventes de 14,0 M\$.» (nous soulignons)

**Demandes :**

45.1 Veuillez expliquer la différence entre les coûts de 44,9 M\$ et de 29,6 M\$ mentionnés respectivement aux références (i) et (ii).

**Réponse :**

1           **Le montant de 44,9 M\$ inclut les radiations brutes et reflète le soutien total**  
2           **dont bénéficiera la clientèle à faible revenu pour l'année 2017. Le montant de**  
3           **29,6 M\$ représente quant à lui l'évaluation des coûts pour le Distributeur**  
4           **afférents à la seule année 2017, une portion des radiations brutes ayant été**  
5           **comptabilisée à titre de dépenses dans les années antérieures. Voir la pièce**  
6           **HQD-8, document 1 (B-0026) du dossier R-3933-2015 à la page 16.**

7           **Le Distributeur réitère que le montant de 29,6 M\$ permet de refléter de façon**  
8           **plus juste l'impact annuel des radiations relatives à la clientèle à faible**  
9           **revenu. Voir la réponse à la question 20.1 de la demande de renseignements**  
10          **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1 (B-0068) du dossier**  
11          **R-3933-2015.**

45.2 Veuillez préciser lequel des deux « coûts » reflète le mieux le soutien financier réel du Distributeur aux clients MFR. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

12           **Voir la réponse à la question 45.1.**

**SUIVI DES MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU  
(PIÈCE B-0056, HQD-15, DOCUMENT 1)**

**Question no 46**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0056, pages 5 à 7.

**Préambule**

- (i) La référence (i) fait le suivi des mesures visant à soutenir les MFR dont certaines ont été proposées en 2014 suite au décret 814-2014 du gouvernement du Québec (pièce B-0056, page 5, ligne 1).

**Demandes :**

46.1 Si les projets-pilote et les tests prévus sont concluants, veuillez fournir un aperçu des étapes à franchir et leurs dates de réalisation pour chacune des mesures suivantes :

- Entente plus généreuse pour clients à très faible revenu (pièce B-0056, paragraphe 3.1, page 6);
- Effacement graduel de la dette (pièce B-0056, paragraphe 3.2, page 6);
- Mise en place d'un centre d'accompagnement (pièce B-0056, paragraphe 5, page 7).

**Réponse :**

1 **Comme mentionné à la pièce HQD-16, document 1.2, en réponse à la question**  
2 **46.1 de la demande de renseignement n° 2 de la Régie, le Distributeur a**  
3 **amorcé les discussions avec la Table de travail sur le recouvrement afin de**  
4 **préciser les modalités de l'entente plus généreuse qui sera testée sur une**  
5 **base de projet pilote en 2017.**

6 **Dans le cas du projet pilote portant sur l'effacement graduel de la dette, le**  
7 **Distributeur est à définir l'échantillon de clients visés par ce projet qui sera**  
8 **mis en place en 2017.**

9 **Ces deux projets pilotes, qui s'échelonneront sur une période d'une année,**  
10 **visent à évaluer les impacts des mesures sur le taux de respect des ententes,**  
11 **tout en tenant compte des coûts de leur implantation à plus grande échelle. Le**  
12 **Distributeur effectuera le suivi des résultats auprès de la Table de travail sur**  
13 **le recouvrement et à la Régie dans le cadre de la demande tarifaire 2018-2019.**

14 **Pour le statut d'avancement du Centre d'accompagnement, voir les réponses**  
15 **aux questions 55.1 et 55.2 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à**  
16 **la pièce HQD-16, document 1.2.**

46.2 Veuillez préciser les actions qui seront critiques à la réalisation de chacune de ces mesures ainsi que les actions qui permettraient de raccourcir leur délai de réalisation.

**Réponse :**

17 **Il n'y a pas d'actions critiques pour la mise en place des projets pilotes. Le**  
18 **Distributeur verra à implanter ces mesures aussitôt qu'il aura été démontré**  
19 **que les coûts de leur développement et d'implantation se justifient en regard**  
20 **de l'augmentation du taux de respect des ententes.**

**APPROCHE GLOBALE DE RECOUVREMENT  
(PIÈCE B-0027, HQD-8, DOCUMENT 1, ANNEXE E, PAGES 35 À 41)**

**Question no 47**

**Références :**

- (ii) Pièce B-0027, page 38;
- (iii) Pièce B-0027, page 40.

**Préambule :**

- (i) « Le Distributeur a structuré, dans l'approche globale en recouvrement, l'ensemble des initiatives offertes aux clients. Cette approche globale vise à offrir des solutions au client tout au long de sa relation contractuelle avec le Distributeur. **Avant même un retard de paiement, des solutions de nature préventive** sont proposées afin d'éviter aux clients l'accumulation de factures en retard et des frais d'administration. » (nos soulignés)
- (ii) « Par ces informations, le Distributeur cherche à aider le client à choisir le mode de facturation le plus adapté à sa capacité de payer et **à identifier de façon précoce** les clients qui pourraient éprouver des difficultés de paiement. » (nos soulignés)

**Demandes :**

47.1 Veuillez indiquer les actions envisagées par le Distributeur pour proposer des solutions de nature préventive auprès des clients qui seront identifiés comme pouvant éprouver des difficultés de paiement.

**Réponse :**

- 1 **Les actions envisagées de nature préventive sont identifiées aux pages 39 et**
- 2 **40 de la pièce HQD-8, document 1 (B-0027), et plus particulièrement dans la**
- 3 **section « Initiatives pour éviter le retard de paiement » et les sous-sections**
- 4 **« Demande d'abonnement » et « Facturation ».**

47.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a étudié ou non les meilleures pratiques en matière de recouvrement. Dans l'affirmative, veuillez déposer tous les documents pertinents et comparer l'approche globale proposée par le Distributeur avec ces pratiques. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

**Réponse :**

- 5 **Le Distributeur s'assure de connaître les meilleures pratiques de l'industrie**
- 6 **afin de s'en inspirer et d'implanter celles qui sont les plus porteuses.**

1           **À titre d'exemple, le Distributeur :**

- 2           • **a effectué un sondage auprès de ses pairs en 2015 ;**
- 3           • **assiste à des conférences tel que National Association of Credit**
- 4           **Management et Electric Utility Consultants Inc.**

5           **Il ressort de cette veille que l'offre du Distributeur en matière d'ententes de**

6           **paiement figure parmi les plus souples sur le marché et que de surcroît, les**

7           **ententes destinées aux ménages à faible revenu sont nettement à l'avant-**

8           **garde.**

47.3 Si la Régie approuve l'approche globale proposée par le Distributeur, veuillez fournir son plan d'implantation en indiquant les dates d'échéance de différentes étapes.

**Réponse :**

9           **L'approche globale n'est pas soumise à l'approbation de la Régie. Elle**

10          **constitue les mesures prises par le Distributeur au fil de sa relation avec les**

11          **clients qui éprouvent des difficultés de paiement. Les mesures touchant la**

12          **clientèle à faible revenu sont suivies sur une base régulière auprès de la Table**

13          **sur le recouvrement et auprès de la Régie dans les dossiers tarifaires.**

**Question no 48**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0027, page 41.

**Préambule :**

- (i) « Le Distributeur souhaite maintenant bonifier cette offre en donnant la possibilité au client de modifier les montants et les dates de paiements de l'entente sur le Web. Pour **les prochaines années**, le Distributeur veut faire connaître, à plus grande échelle, les avantages et la facilité d'utilisation de ce service Web.

C'est en ce sens qu'il entend élargir cette offre aux ententes optimales d'une durée maximale de 6 mois en libre-service. Pour ce nouveau type d'entente disponible sur le Web en libre service, le client aura, comme pour les ententes simples, la possibilité de modifier les dates de paiement à l'intérieur du terme de l'entente.

Afin d'optimiser le taux de respect des ententes en libre-service, les possibilités de s'inscrire à un avis de rappel par courriel seront élargies. Le client pourra ainsi recevoir un rappel par courriel 48 heures avant la date d'échéance d'un versement de l'entente conclue.

Enfin, grâce aux possibilités qu'offre l'*Espace client*, le client pourra suivre l'évolution de son entente." (nous soulignons)



**Demands :**

48.1 Veuillez fournir le plan de réalisation et les échéances respectives des actions décrites à la référence (i). (i).

**Réponse :**

1            **La majorité des actions a déjà été implantée à l'exception de la possibilité de**  
2            **modifier les dates de paiement qui sera disponible à la fin de novembre 2016.**  
3            **Toutefois au cours des prochaines années, le Distributeur devra faire**  
4            **connaître aux clients les nouvelles fonctionnalités et mousser leur utilisation**  
5            **auprès des clients.**

48.2 Veuillez indiquer si le Distributeur planifie ou non des actions destinées aux clients qui ont de la difficulté à utiliser l'Internet. Veuillez expliquer.

**Réponse :**

6            **Il est toujours possible pour un client d'obtenir de l'assistance téléphonique**  
7            **pour l'utilisation des libres-services car ils sont également disponibles par**  
8            **l'intermédiaire d'un représentant en téléphonie. Le Distributeur rappelle que**  
9            **les clients peuvent maintenant rejoindre, par téléphone, les services à la**  
10           **clientèle du Distributeur la semaine, entre 8h00 et 20h30, et la fin de semaine,**  
11           **entre 9h00 et 17h00.**