

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**DOSSIER R-4011-2017**

**Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No 1 DE L'ACEF DE QUÉBEC**

**À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

**27 septembre 2017**

**HAUSSE TARIFAIRE AU 1<sup>er</sup> AVRIL 2018****Question no 1****Références :**

- (i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 8, ligne 18 ;
- (ii) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 10, tableau 2.

**Préambule :**

- (i) « Cette demande s'inscrit dans la perspective pluriannuelle de stabilité tarifaire qu'il favorise ».
- (ii) Tableau montrant les augmentations du coût de service par composante entre 2017 et 2018 :

**TABLEAU 2 :  
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2018 (M\$)<sup>1</sup>**

	2017 (reconnu)	2018 (témoin)	Écarts (2018-2017)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques
<b>Revenus</b>	<b>11 693</b>	<b>11 817</b>	<b>125</b>	<b>151</b>			<b>-26</b>	
<b>Coût de service</b>	<b>11 693</b>	<b>11 933</b>	<b>241</b>	<b>102</b>	<b>176</b>	<b>101</b>	<b>5</b>	<b>-144</b>
Achats d'électricité	5 812	6 059	247	102	176			-31
Service de transport	2 864	2 965	101			101		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	3 017	2 910	-108				5	-113
<b>Revenus additionnels requis</b>	<b>---</b>	<b>116</b>	<b>116</b>	<b>-49</b>	<b>176</b>	<b>101</b>	<b>31</b>	<b>-144</b>

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez fournir les ajustements tarifaires annuels prévus par le Distributeur pour la période 2019-2023 ou pour la période de stabilité tarifaire visée par le Distributeur.
- 1.2 Veuillez fournir les augmentations annuelles prévues des composantes suivantes du coût de service du Distributeur et de ses revenus en les analysant de la même façon que celle présentée à la référence (ii) du présent dossier :
  - Évolution de la demande ;
  - Approvisionnement en électricité ;
  - Service de transport ;
  - Activités de distribution ;
  - Impacts climatiques.
- 1.3 Veuillez expliquer les raisons des hausses tarifaires prévues par le Distributeur pour la période 2019-2023 ou pour la période de stabilité tarifaire visée par le Distributeur.

- 1.4 Veuillez indiquer l'évolution prévue de la masse salariale du Distributeur pour la période 2019-2023 ou pour la période de stabilité tarifaire visée par le Distributeur.
- 1.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur serait en mesure de respecter son engagement de limiter les hausses tarifaires inférieures ou égales à l'inflation au cours des prochaines années. Dans l'affirmative, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur souhaite hausser les tarifs plus que prévu par les principes réglementaires en vigueur. Dans la négative, veuillez expliquer.

**Question no 2****Référence :**

- (i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 9, figure 1.

**Préambule**

- (i) Hausse de la facture pour les résidences chauffées à l'électricité.

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez fournir les consommations mensuelles en énergie (en kWh), les consommations dans la première et la deuxième tranche d'énergie respectivement de chacun des types d'habitation montrés à la référence (i), soit les cas suivants :
- logement de 5 pièces et demi ;
  - petite maison ;
  - maison moyenne ;
  - grande maison.
- 2.2 Veuillez fournir les calculs qui ont conduit aux hausses de facture d'électricité indiquées à la référence (i).

**MODIFICATION DES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES****Modification proposée aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques****Question no 3**

**Référence :** (i) Pièce B-0008, HQD-1, document 4, page 8, tableau 3.

**Préambule :**

**TABEAU 3 :**  
**REVENUS PRÉVUS EN 2018, AVANT ET APRÈS LA HAUSSE TARIFAIRE, ET PROVISION RÉGLEMENTAIRE**

Année 2018	Abonnements (nombre)	Ventes (GWh)	Revenus avant la hausse			Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> janvier 2018									Revenus après la hausse au 1 <sup>er</sup> avril 2018		
			janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	Variations			Total (M\$)	Variations				
									janvier à mars (%)	avril à décembre (%)	Total (%)		(M\$)	(%)			
						janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	janvier à mars (M\$)	avril à décembre (M\$)	Total (M\$)	janvier à mars (%)	avril à décembre (%)	Total (%)	Total (M\$)	Variations (M\$)	(%)
Domestique	3 737 199	65 421	2 024	3 240	5 264	2 049	3 274	5 323	25	34	59	1,2%	1,0%	1,1%	5 298	34	0,6%
Tarif D, DM et DN	3 618 182	61 774	1 933	3 078	5 011	1 959	3 114	5 072	26	35	61				5 046	35	
Tarif DP	6 277	1 020	31	64	95	31	65	96	0	1	1				96	1	
Tarif DT	112 740	2 627	61	98	159	60	95	155	-2	-2	-4				157	-2	
Général	320 579	51 320	1 201	3 003	4 204	1 215	3 036	4 251	14	33	47	1,2%	1,1%	1,1%	4 237	33	0,8%
Tarif G et T1, T2, T3	283 340	9 337	301	643	945	305	650	955	4	7	11				952	7	
Éclairage public et Sentinelle	4 553	579	16	46	62	16	47	62	0	1	1				62	1	
Tarif G-9	3 988	989	37	94	131	37	95	132	0	1	1				132	1	
Tarif M	28 589	31 202	694	1 839	2 534	702	1 859	2 561	8	20	28				2 554	20	
Tarif LG	108	9 205	152	380	532	154	385	539	2	5	7				537	5	
Tarif H	1	7	0	1	1	0	1	1	0	0	0				1	0	
Grands industriels	144	52 653	564	1 681	2 245	567	1 688	2 255	3	8	10	s.o.	s.o.	s.o.	2 252	8	s.o.
Tarif L	133	25 657	313	949	1 262	315	957	1 272	3	8	10	0,8%	0,8%	0,8%	1 269	8	0,6%
Contrats spéciaux	11	26 997	251	732	983	251	732	983	0	0	0	s.o.	s.o.	s.o.	983	0	s.o.
<b>Total</b>	<b>4 057 922</b>	<b>169 395</b>	<b>3 789</b>	<b>7 924</b>	<b>11 713</b>	<b>3 831</b>	<b>7 998</b>	<b>11 829</b>	<b>41,3<sup>1</sup></b>	<b>74,8</b>	<b>116,1</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>s.o.</b>	<b>11 788</b>	<b>75</b>	<b>s.o.</b>

<sup>1</sup> Provision réglementaire de 2018.

## Demandes :

3.1 Veuillez fournir le tableau 3 révisé si la Régie devait maintenir les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques en vigueur, contrairement à la proposition du Distributeur.

3.2 Veuillez indiquer les impacts (en pourcentage de hausse tarifaire et en revenus supplémentaires) sur les catégories de consommateurs indiquées dans la première colonne du tableau 3 si la Régie devait maintenir les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques en vigueur.

## Question no 4

Référence : (i) Pièce B-0045, HQD-12, document 3, page 15, tableau 8B.

Préambule :

## Demande de renseignements no 1 de l'ACEF de Québec à Hydro-Québec Distribution

Tableau 8B  
Calcul des ajustements tarifaires différenciés et indices d'interfinancement  
Année témoin 2018

Catégories de consommateurs	Coût de service (M\$)		Revenus avant hausse (M\$)		Provision réglementaire (M\$)		Ventes (GWh)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
Domestiques	6 198,2	6 220,5	5 219,1	5 264,4	(13,4)	(14,2)	65 104	65 421
Généraux	3 357,3	3 424,7	4 200,9	4 203,8	(7,7)	(8,4)	50 660	51 320
Tarif G <sup>1</sup>	850,4	843,5	1 017,3	1 006,4	(2,2)	(2,4)	9 810	9 916
Tarif M <sup>2</sup>	2 030,7	2 060,2	2 665,9	2 664,3	(4,2)	(4,4)	32 114	32 191
Tarif LG <sup>3</sup>	476,2	521,1	517,8	533,1	(1,3)	(1,6)	8 736	9 213
Grands industriels	1 148,8	1 177,7	1 305,1	1 261,7	0,1	(0,6)	26 631	25 657
Total	10 704,3	10 822,9	10 725,1	10 729,9	(20,9)	(23,2)	142 396	142 398

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)	
Domestiques	30,1	(7,8)	22,3	25,3	19,3	44,6	(22,3)
Généraux	40,1	27,3	67,4	45,6	(43,4)	2,2	65,2
Tarif G	9,2	(16,1)	(6,9)	11,0	(22,0)	(11,0)	4,1
Tarif M	4,8	24,6	29,5	6,4	(8,2)	(1,9)	31,3
Tarif LG	26,0	18,8	44,8	28,2	(13,2)	15,0	29,8
Grands industriels	(42,0)	71,0	28,9	(47,8)	3,6	(44,2)	73,1
Total	28,2	90,5	118,6	23,1	(20,6)	2,5	116,1

Catégories de consommateurs	Reflète 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)
Domestiques	1,1%	5 323,3	85,4	-0,4%	5 242,2	84,1
Généraux	1,1%	4 250,7	123,9	1,6%	4 269,0	124,4
Tarif G	1,1%	1 017,7	120,4	0,4%	1 010,5	119,6
Tarif M	1,1%	2 693,2	130,5	1,2%	2 695,6	130,6
Tarif LG <sup>4</sup>	1,1%	539,8	103,4	5,6%	562,9	107,8
Grands industriels	0,8%	1 272,0	107,8	5,8%	1 334,8	113,1
Total	-	10 846,0	100,0		10 846,0	100,0

**Demandes :**

4.1 Veuillez fournir le tableau 8B révisé pour le cas où la Régie devait maintenir les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques en vigueur.

4.2 Veuillez indiquer les impacts sur les catégories de consommateurs indiquées dans la première colonne du tableau 8B selon le cas où l'ajustement tarifaire 2018-2019 est effectué selon les modalités de disposition du compte de nivellement en vigueur.

4.3 Veuillez indiquer les pourcentages d'ajustement tarifaire, les revenus après hausse et les indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs selon le format du tableau 8B dans le cas où la Régie devait maintenir les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques en vigueur.

**Question no 5****Référence :**

- (i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 10, tableau 2.

**Préambule :**

(i) :

**TABLEAU 2 :  
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS EN 2018 (M\$)<sup>1</sup>**

	2017 (reconnu)	2018 (témoin)	Écarts (2018-2017)	Évolution de la demande	Approvision- nement en électricité	Service de transport	Activités de distribution	Impacts climatiques
<b>Revenus</b>	<b>11 693</b>	<b>11 817</b>	<b>125</b>	<b>151</b>				<b>-26</b>
<b>Coût de service</b>	<b>11 693</b>	<b>11 933</b>	<b>241</b>	<b>102</b>	<b>176</b>	<b>101</b>	<b>5</b>	<b>-144</b>
Achats d'électricité	5 812	6 059	247	102	176			-31
Service de transport	2 864	2 965	101			101		
Coûts de distribution et des services à la clientèle	3 017	2 910	-108				5	-113
<b>Revenus additionnels requis</b>	<b>---</b>	<b>116</b>	<b>116</b>	<b>-49</b>	<b>176</b>	<b>101</b>	<b>31</b>	<b>-144</b>

<sup>1</sup> Les totaux et sous totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

**Demandes :**

5.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé les montants de 31 M\$ et de 113 M\$ indiqués dans la colonne intitulée « Impacts climatiques » du tableau 2 [référence (i)].

5.2 Veuillez fournir le tableau 2 révisé, pour l'année témoin projetée 2018, en précisant les impacts de la proposition du Distributeur de modifier les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

5.3 Veuillez fournir le tableau 2 révisé, sans supposer l'acceptation par la Régie de la proposition du Distributeur de modifier les modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques.

**Amortissement des coûts du programme Conversion à l'électricité**

**Question no 6****Référence :**

(i) Pièce B-0012, HQD-3, document 3, page 8, ligne 9.

**Préambule :**

(i) « Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'amortir cet actif sur une période de 10 ans de façon à assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique. ».

**Demandes :**

6.1 Veuillez expliquer les liens entre le programme Conversion à l'électricité et l'efficacité énergétique.

6.2 Veuillez justifier l'opportunité d'assurer la cohérence avec le traitement réglementaire actuel des interventions en efficacité énergétique.

**Question no 7****Référence :**

- (i) Pièce B-0012, HQD-3, document 3, lignes 12 à 20.

**Préambule :**

- (i) « De l'avis du Distributeur, l'amortissement du programme sur une période de 10 ans permet de refléter, de façon prudente, l'horizon sur lequel les bénéfices attendus, soit les ventes additionnelles d'électricité, sont anticipés. De plus, considérant l'importance des investissements des clients qui choisissent de profiter de ce programme, le Distributeur estime qu'une période d'amortissement de 10 ans est prudente étant donné que la durée de vie moyenne estimée de ces investissements est évaluée à au moins 20 ans. La période d'amortissement proposée de 10 ans est donc conservatrice et permet de refléter non seulement le caractère durable des investissements réalisés mais également la pérennité de la présence du client. » (nos soulignés)

**Demande :**

7.1 Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients des options d'amortir les coûts du programme *Conversion à l'électricité* sur 10, 15 et 20 ans respectivement.

**Question no 8****Référence :**

- (i) Pièce B-0012, HQD-3, document 3, lignes 15 à 16.

**Préambule :**

- (i) « Quant aux modalités de disposition du compte d'écart demandé, le Distributeur propose de verser le solde du compte à ses revenus requis de 2018. »

**Demande :**

8.1 Veuillez justifier la proposition du Distributeur mentionnée à la référence (i).

**PRÉVISION DE LA DEMANDE****Question no 9****Références :**

- (i) Pièce B-0015, HQD-4, document 2, page 7, lignes 15 à 22 ;
- (ii) Radio-Canada (6 septembre 2017)

<http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1054355/banque-canada-hausse-taux-directeur>

**Préambule :**

- (i) « Le resserrement des règles hypothécaires ne semble pas avoir trop affecté le marché immobilier au cours de la dernière année et les craintes de surchauffe de certains

marchés, comme Toronto et Vancouver, ne devraient pas non plus se traduire par une baisse des mises en chantier au Québec. Toutefois, les taux hypothécaires pourraient graduellement augmenter à mesure que le gouvernement fédéral et la Banque du Canada resserreront les conditions de crédit. Le 12 juillet 2017, la Banque du Canada a relevé de 25 points le taux cible du financement à un jour pour le porter à 0,75 %. Le taux reste faible, mais c'est un premier changement en deux ans et surtout, une première hausse en sept ans.

Le Distributeur prévoit des ventes de 65 421 GWh au secteur résidentiel et agricole pour l'année témoin 2018. Le tableau 2 présente la prévision des ventes pour les années 2017 et 2018 et celle des principales variables économiques déterminantes pour ce secteur. Le tableau présente également les ventes prévues pour le nouveau tarif DP en vigueur depuis le 1er avril 2017. » (nos soulignés)

- (ii) « La Banque du Canada relève son taux directeur, qui passe de 0,75 % à 1 %. Elle l'avait haussé une première fois en juillet dernier d'un quart de point, ce qui représentait une première en sept ans. Et comme alors, c'est la croissance économique au pays qui dicte sa décision. »

**Demandes :**

9.1 Veuillez indiquer si le Distributeur tient compte de la possibilité d'une augmentation graduelle des taux d'intérêt et des taux hypothécaires dans sa prévision des ventes d'énergie.

9.2 Dans l'affirmative, veuillez décrire la façon utilisée par le Distributeur pour en tenir compte.

9.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a tenu compte ou non la hausse du taux d'intérêt du 12 juillet 2017 invoquée à la référence (i) dans sa prévision des besoins en énergie et en puissance. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

9.4 Veuillez indiquer si le Distributeur souhaite ou non modifier sa prévision de la demande en électricité suite à la hausse du taux d'intérêt du 6 septembre 2017 compte tenu qu'il discute de la hausse du taux d'intérêt de juillet 2017 dans sa prévision de la demande. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

**Question no 10****Références :**

- (i) R-4011-2017, Pièce B-0015, HQD-4, document 2, page 15, lignes 13 à 14 ;
- (ii) HQD, Dossier R-3980-2016, pièce B-0018, page 14 ;
- (iii) HQD, Dossier R-3980-2016, pièce B-0018, page 15, tableau 7 ;
- (iv) R-4011-2017, pièce B-0015, HQD-4, document 2, page 16, tableau 7

**Préambule :**

- (i) « La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. ».



- (ii) « La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. ».
- (iii) Le Distributeur indique à la référence (ii), dans le dossier tarifaire de l'an dernier, que les besoins en puissance à la pointe seront de 37 630 MW pour l'hiver 2016-2017.
- (iv) Dans le présent dossier, le Distributeur indique que les besoins en puissance à la pointe réels et normalisés sont respectivement de 36 579 MW et 37 769 MW pour l'hiver 2016-2017.

**Demandes :**

10.1 Veuillez indiquer les usages de l'électricité considérés dans votre prévision des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2016-2017, leurs consommations prévues en énergie (en GWh) et en puissance à la pointe (en MW).

10.2 Pour chacun des usages considérés par le Distributeur, veuillez expliquer comment le Distributeur établit les liens entre les consommations en énergie et en puissance.

10.3 Veuillez expliquer votre méthode de calculs des valeurs de 36 579 MW et 37 769 MW indiquées à la référence (iv) pour l'hiver 2016-2017 à partir de la prévision en énergie par usages.

10.4 Veuillez fournir, pour l'hiver 2016-2017, les besoins réels en énergie et en puissance.

10.5 Veuillez commenter sur la précision de votre prévision de besoin en puissance à la pointe de l'hiver 2016-2017.

**Question no 11****Référence :**

- (i) Pièce B-0015, HQD-14, document 2, page 15, lignes 13 à 16.

**Préambule :**

- (I) « La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018 atteindront 37 853 MW, soit une hausse de 84 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2016-2017. ». (nos soulignés)

**Demandes :**

11.1 Veuillez fournir les usages de l'électricité considérés dans votre prévision des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018, leurs consommations prévues en énergie (en GWh) et en puissance (en MW) à la pointe.

11.2 Veuillez indiquer le degré de précision de votre prévision des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2017-2018.

11.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que votre méthodologie de prévision des besoins en puissance à la pointe pour l'hiver 2017-2018 est la même que celle utilisée pour 2016-2017.

11.4 Sachant que la méthodologie de prévision des besoins à la pointe du Distributeur est en amélioration continue, veuillez indiquer les travaux les plus significatifs réalisés depuis le dépôt du dossier tarifaire de l'an dernier pour améliorer la précision de vos prévisions des besoins en énergie et en puissance respectivement.

11.5 Veuillez indiquer les travaux envisagés par le Distributeur dans l'immédiat ou à court terme pour augmenter la précision de sa prévision des besoins en puissance à la pointe.

11.6 Veuillez confirmer que différents besoins de puissance à la pointe peuvent découler de l'usage « Chauffage électrique », dépendant de l'introduction ou non de la tarification dynamique. Veuillez expliquer.

11.7 Dans l'éventualité de l'implantation de la tarification dynamique, veuillez indiquer comment le Distributeur envisage-t-il de refléter les impacts de ce mode de tarification sur les usages de l'électricité et les besoins en puissance à la pointe du Distributeur.

11.8 Veuillez confirmer que différents besoins de puissance à la pointe peuvent découler de l'usage « Chauffage de l'eau », dépendant de l'introduction ou non du programme de gestion des chauffe-eau électriques. Veuillez expliquer.

11.9 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez indiquer comment le Distributeur en tient compte dans sa prévision des besoins en puissance.

11.10 Veuillez indiquer si le Distributeur serait en mesure ou non de prévoir les puissances pendant les 300 heures les plus chargées du réseau à partir des usages de l'électricité. Veuillez expliquer.

## **Question no 12**

### **Référence :**

- (i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 7, lignes 1 à 8.

### **Préambule :**

- (i) « Misant à la fois sur la fiabilité de son alimentation électrique de source renouvelable et ses tarifs avantageux, le Distributeur intensifie également ses activités de démarchage auprès d'entreprises de stockage de données en vue d'attirer les projets d'implantation de centres de données. Ses efforts portent fruits à en juger par la venue au Québec de plusieurs joueurs majeurs à l'échelle mondiale, notamment Microsoft, Amazon, Google et ServerMania.

En outre, le Distributeur propose certaines mesures tarifaires qui permettront d'améliorer la compétitivité des entreprises en vue d'accroître ses ventes d'électricité. ».

**Demande :**

12.1 Veuillez indiquer, de la façon la plus claire et précise possible, comment le Distributeur tient compte dans ses prévisions de la demande en énergie et en puissance, de ses activités de démarchage auprès d'entreprises de stockage de données et des « *mesures tarifaires qui permettront d'améliorer la compétitivité des entreprises en vue d'accroître ses ventes d'électricité* » mentionnés à la référence (i). Veuillez élaborer et fournir des références pertinentes.

**COÛTS ÉVITÉS****Coûts évités en énergie en réseau principal****Question no 13****Référence :**

- (i) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 1, lignes 1 à 3.

**Préambule :**

- (i) « Le bilan offre - demande en énergie du Distributeur présente encore d'importants surplus jusqu'en 2027. Ainsi, sur cet horizon, aucun approvisionnement de long terme n'est requis. Les besoins en hiver seront comblés par des achats sur les marchés de court terme. »

**Demandes :**

13.1 Veuillez fournir le bilan offre – demande 2017-2027 le plus récent en détaillant les offres et la demande et en tenant compte des mises à jour des approvisionnements, notamment celles mentionnées à la section intitulée « Approvisionnements en électricité », pièce B-0022, HQD-6, document 1, pages 6 à 10.

13.2 Veuillez expliquer les liens entre la gestion du compte de l'énergie différée avec le Producteur et la détermination des coûts évités en énergie en réseau principal.

13.3 Veuillez indiquer la gestion annuelle prévue du compte de l'énergie différée avec le Producteur et son solde annuel.

13.4 Veuillez expliquer les liens entre les surplus d'énergie du Distributeur et la détermination des coûts évités en énergie en réseau principal.

13.5 Veuillez indiquer les surplus prévus de l'électricité patrimoniale pour chacune des années de la période 2017-2027.

13.6 Veuillez indiquer les applications, dans le présent dossier, des coûts évités en énergie en réseau principal établis par le Distributeur.

#### **Coûts évités en puissance en réseau principal**

##### **Question no 14**

###### **Référence :**

- (i) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 5, lignes 15 à 17.

###### **Préambule :**

- (i) « Le bilan offre - demande du Distributeur prévoit des besoins en puissance de long terme à compter de l'hiver 2023-2024, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW, comme mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026 ».

###### **Demandes :**

14.1 Veuillez mettre à jour le bilan offre – demande en puissance de la période 2017-2027 en précisant les quantités de contribution des marchés de court terme.

14.2 Veuillez expliquer les liens entre les besoins additionnels en puissance et les coûts évités en puissance en réseau principal.

##### **Question no 15**

###### **Référence :**

- (i) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 5, lignes 19 à 25.

###### **Préambule :**

- (i) « À partir de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.
- Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation) ;
  - À compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation). (notre souligné)

###### **Demandes :**

15.1 Veuillez indiquer les types d'approvisionnements de long terme en puissance et leurs prix estimés utilisés dans votre évaluation des coûts évités en puissance en réseau intégré.

15.2 Veuillez démontrer la justesse de la valeur de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation) retenue par le Distributeur pour son évaluation du coût évité en puissance en réseau intégré.

15.3 Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités sont exprimés en \$/kW-hiver pour la période 2017-2023, et en \$/kW-an à compter de l'hiver 2023-2024.

15.4 Veuillez indiquer si l'implantation éventuelle de la tarification dynamique serait un facteur susceptible de diminuer le coût évité en puissance à partir de 2023-2024. Veuillez expliquer.

15.5 Veuillez indiquer si le Distributeur serait disposé à donner aux clients qui choisiront éventuellement l'option de tarification dynamique des crédits équivalents à 110 \$/kW-an à partir de 2023-2024. Veuillez expliquer.

15.6 Veuillez indiquer si le Distributeur tient compte ou non de l'évolution du contexte énergétique depuis 2015 dans son évaluation de coût évité en puissance. Dans l'affirmative, veuillez préciser. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

15.7 Veuillez indiquer les applications, dans le présent dossier, des coûts évités en puissance en réseau principal établis par le Distributeur.

#### **Question no 16**

##### **Références :**

- (i) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 6, lignes 17 à 19 ;
- (ii) Pièce B-0019, HQD-4, document 4, page 11, tableau A-1.

##### **Préambule :**

- (i) « Ainsi, en 2018, pour un client résidentiel, le coût évité pour l'usage de climatisation est de 3,26 ¢/kWh, tandis qu'il est de 7,57 ¢/kWh pour le chauffage des locaux. ».
- (ii) Tableau A-1 montrant les coûts évités par usages pour la catégorie de clients au tarif D.

##### **Demande :**

16.1 Veuillez fournir les coûts évités pour l'usage de climatisation dans le même format que celui du tableau A-1 [référence (ii)].

#### **Question no 17**

##### **Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 17, lignes 9 à 14.

##### **Préambule :**

- (i) « D'autre part, l'essor de la production distribuée, particulièrement celle à partir de l'énergie solaire, et du stockage d'énergie à faible coût, amènent le Distributeur à se repositionner quant à la valeur d'un kWh effacé à la marge et à la capacité du signal de prix à refléter la vérité des coûts. S'il est vrai que le coût évité total représente une bonne estimation de l'ajout ou de la perte d'un kWh de chauffage, on ne peut en dire autant d'un kWh de production distribuée. » (nous soulignons)

##### **Demandes :**

17.1 Veuillez indiquer les actions entreprises et envisagées par le Distributeur pour « *repositionner quant à la valeur d'un kWh effacé à la marge* » et leurs impacts sur les calculs des coûts évités par le Distributeur.

17.2 Veuillez indiquer dans quels documents soumis par le Distributeur dans le présent dossier on peut obtenir de l'information sur « *la valeur d'un kWh effacé à la marge* » et préciser cette valeur.

### Question no 18

#### Référence :

- (i) Décision D-2017-105, page 8.

#### Préambule :

- (i) « [22] Cependant, il sera loisible aux intervenants de questionner le Distributeur sur ce sujet en lien avec le projet pilote de tarification dynamique. En effet, l'Avis comporte une piste de solution recommandant une option volontaire de tarification dynamique – heures critiques accessible à toutes les catégories de consommateurs<sup>6</sup>. La Régie y précisait que pour être efficace et atteindre ses objectifs, la structure tarifaire des options de tarification dynamique doit s'appuyer sur une étude détaillée des coûts marginaux pendant les heures de plus grande charge. Cela pourrait donc nécessiter à terme un raffinement de la méthode d'établissement des coûts évités. » (nos soulignés)

#### Demandes :

18.1 En lien avec le projet de tarification dynamique, veuillez indiquer si le Distributeur envisage de réaliser des raffinements de sa méthode d'établissement des coûts évités.

18.2 Dans l'affirmative, veuillez indiquer vos pistes de raffinement.

18.3 Dans la négative, veuillez justifier.

## STRATÉGIE TARIFAIRE

### Projet-pilote « Option de tarification dynamique » pour les clientèles domestique et générale

#### Question no 19

#### Référence :

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 7 à 8.

#### Préambule :

- (i) « En réponse aux pistes de solution touchant la mise en place d'options volontaires de tarification dynamique, le Distributeur entend réaliser les travaux nécessaires à l'introduction à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et générale, incluant les serres et les centres de ski. Ces options pourraient permettre aux consommateurs qui peuvent moduler leur consommation de réduire leur facture d'électricité. Pour ce faire, le Distributeur pourra compter sur l'expérience qu'il a acquise en cette matière, plus particulièrement dans le cadre du projet tarifaire Heure Juste.
- Les conditions et structures de ces nouvelles options devront cependant refléter le contexte énergétique qui a évolué depuis le projet Heure Juste. Tout en restant simples, elles devront permettre de répondre de façon efficace, par un signal de prix important en période de pointe, aux besoins de gestion du réseau. » (nos soulignés)

**Demandes :**

- 19.1 Veuillez décrire les travaux nécessaires à la réalisation du projet-pilote de tarification dynamique à l'hiver 2018-2019 et indiquer le début et la fin de chacun de ses travaux.
- 19.2 Veuillez indiquer le budget prévu pour la réalisation de ces travaux.
- 19.3 Veuillez indiquer les caractéristiques du projet-pilote de tarification dynamique, en précisant la méthode et les moyens utilisés pour évaluer la réduction de la facture d'électricité des participants au projet-pilote et des coûts du Distributeur.
- 19.4 Veuillez comparer les caractéristiques du projet-pilote de tarification dynamique de 2018 avec celles du projet Heure Juste.
- 19.5 Veuillez indiquer les impacts potentiels de l'option de tarification dynamique sur les hausses tarifaires de 2018-2019 et des années suivantes.
- 19.6 Veuillez préciser comment le Distributeur entend profiter de son expérience du projet tarifaire Heure Juste dans l'élaboration de la structure et des conditions de nouvelles options de tarif dynamique.
- 19.7 Veuillez indiquer les travaux à réaliser pour la facturation des clients qui choisiront l'option de tarification dynamique compte tenu de l'implantation des compteurs communicants.
- 19.8 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend refléter le contexte énergétique actuel dans l'élaboration de nouvelles options de tarifs dynamiques.
- 19.9 Veuillez indiquer comment les ménages à faible revenu seraient affectés par l'introduction de l'option de tarification dynamique.
- 19.10 Veuillez indiquer la date probable de l'implantation à grande échelle de nouvelles options de tarification dynamique.

19.11 Concernant l'introduction de la tarification dynamique, veuillez préciser les sujets que le Distributeur souhaite débattre dans le présent dossier et les autorisations que le Distributeur souhaite obtenir de la Régie avant et après les travaux expérimentaux (projet-pilote).

19.12 Veuillez préciser comment la proposition du Distributeur décrite à la référence (i) cadre-t-elle avec la demande du Distributeur soumise à la pièce B-0002 intitulée « *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019* ».

### **Possibilité d'ajustement tarifaire différenciée et Indices d'interfinancement**

#### **Question no 20**

##### **Référence :**

(i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 9, tableau 1.

##### **Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 1 l'ajustement tarifaire différencié et les indices d'interfinancement.

##### **Demandes :**

20.1 Veuillez confirmer que les indices d'interfinancement présentés au tableau 1 se rapportent à l'année 2018.

20.2 Veuillez fournir les indices d'interfinancement des catégories de consommateurs montrées au tableau 1 pour l'année réelle 2016 et l'année de base 2017. Veuillez fournir des explications pertinentes.

20.3 Veuillez fournir les indices d'interfinancement pour la période la plus longue possible.

### **Données relatives aux consommations et aux factures d'électricité de la clientèle domestique**

#### **Question no 21**

##### **Référence :**

(i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 13, tableau 4.

##### **Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 4 certaines données de consommation annuelle et de factures mensuelles par clients moyens, par types d'habitation, par segments de la clientèle domestique.

##### **Demandes :**

21.1 Veuillez fournir les consommations mensuelles et annuelles en énergie (en kWh) et en puissance (en kW), les consommations dans la première et la deuxième tranche d'énergie de chacune des



catégories de consommateurs montrées à la référence (i), à l'exception de la catégorie « *consommations types mensuelles* ».

21.2 Veuillez fournir les calculs qui ont conduit aux résultats de factures mensuelles selon les tarifs actuels et les tarifs proposés par le Distributeur montrés au tableau 4 [référence (i)].

21.3 Veuillez expliquer pourquoi la consommation annuelle de la « moyenne des clients DT » (23 878 kWh) est bien supérieure à celle de la « moyenne des clients D chauffés à l'électricité » (18 056 kWh).

### **Stratégies tarifaires reliées à l'autoproduction**

#### **Question no 22**

##### **Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 17, lignes 15 à 33.

##### **Préambule :**

- (i) « En effet, si la disparition d'une charge de chauffage permet d'éviter les coûts d'énergie, de puissance et de réseaux (transport et distribution), l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production. Il en résulte inévitablement que le prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D surestime alors le crédit accordé à ce kWh évité. Le manque à gagner associé à l'autoproduction doit alors être récupéré auprès des autres consommateurs. Dans son Avis, la Régie fait d'ailleurs écho à ce problème.

Ainsi, l'autoproduction soulève d'importants défis pour les distributeurs d'électricité. Alors que la tarification usuelle de l'électricité permet une récupération adéquate des coûts, l'autoproduction se traduit par des pertes de revenus pour les distributeurs sans toutefois s'accompagner d'une réduction correspondante des coûts fixes.

Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche. Ce choix tient compte du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en œuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle. » (nos soulignés).

##### **Demandes :**

22.1 Veuillez expliquer pourquoi l'autoproduction d'un kWh par un client ne permet d'éviter au Distributeur que son coût variable de production.

22.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée.

22.3 Veuillez fournir une estimation du nombre d'autoproduiteurs, de leurs volumes d'énergie vendues au Distributeur et de leurs profils de consommation présentement.

22.4 Veuillez fournir les mêmes informations demandées dans la question précédente selon votre prévision ou estimation pour la prochaine décennie.

22.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la quantité d'énergie achetée par le Distributeur chez les autoproduiteurs en réseau intégré serait relativement petite présentement et dans la prochaine décennie.

22.6 Veuillez indiquer si le Distributeur connaît d'autres distributeurs qui conçoivent leurs tarifs domestiques en tenant compte de l'autoproduction. Dans l'affirmative, veuillez indiquer leurs noms et fournir des références pertinentes.

22.7 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur achète de l'électricité produite par les autoproduiteurs alors qu'il se trouve en situation de surplus énergétique d'ici la prochaine décennie.

22.8 Veuillez indiquer s'il serait envisageable que le Distributeur paye l'énergie produite par les autoproduiteurs en fonction uniquement de son coût variable. Veuillez expliquer.

22.9 Veuillez indiquer s'il serait possible d'utiliser les coûts évités totaux (production, transport de la charge locale et distribution) comme cible pour les tarifs domestiques dont l'énergie consommée provient uniquement d'Hydro-Québec Distribution (sans aucune autoproduction). Veuillez commenter de la façon la plus détaillée possible.

22.10 Si l'on utilise le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche, est-ce exact que les consommations additionnelles et régulières sur plusieurs années en hiver seront financées par l'ensemble de la clientèle domestique du Distributeur (couverture des coûts de réseaux transport et distribution) ? Veuillez commenter et préciser qui payera pour les manques à gagner.

22.11 Outre la stratégie tarifaire proposée à la référence (i), veuillez indiquer les mesures que le Distributeur prendrait pour être plus certain « *d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée* ».

### **Question no 23**

#### **Références :**

- (i) HQD, Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 17 ;
- (ii) Régie de l'énergie, Décision D-2017-105, pages 5 à 6.

#### **Préambule :**

- (i) « Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2e

tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche. Ce choix tient compte du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en œuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle. » (nos soulignés)

- (ii) « [16] La Régie retient en partie la proposition du RNCREQ. Pour ce qui est du réseau intégré, elle juge que le présent dossier tarifaire ne constitue pas le forum idéal pour examiner la proposition du Distributeur relativement au mesurage net. En effet, étant donné l'ajout de l'examen du mécanisme de réglementation incitative (MRI) au présent dossier tarifaire et l'importance des enjeux soulevés par les modifications proposées, la Régie juge qu'il est opportun de traiter de ce sujet dans le cadre d'un dossier distinct. **Ainsi, la Régie demande au Distributeur de déposer un dossier portant spécifiquement sur les modifications à apporter aux dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré.** »

#### **Demandes :**

23.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que malgré le traitement des modifications à apporter aux dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré dans un dossier à venir conformément à la décision D-2017-105, le Distributeur juge encore qu'il est impératif d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2e tranche. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

23.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la proposition du Distributeur de hausser uniformément les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie pour la structure cible du tarif D et pour 2018-2019 s'explique essentiellement par sa préoccupation à l'égard de l'arrivée de l'autoproduction. Veuillez élaborer.

23.3 Si la réponse à la question précédente est négative, veuillez indiquer les raisons de la proposition du Distributeur de hausser uniformément les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie.

#### **Structure cible du tarif D**

#### **Question no 24**

##### **Références :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 18, lignes 3 à 6 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 18, tableau 6 ;
- (iii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 18, ligne 15 à 22.

##### **Préambule :**

(i) «Le tableau 6 présente la structure tarifaire cible ajustée du tarif D qui tient compte de l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture et d'un ajustement uniforme des prix d'énergie. Cette structure cible génère les mêmes revenus que la structure tarifaire actuelle » ; (nos soulignés)

(ii)

**TABLEAU 6 :**  
**STRUCTURE CIBLE AJUSTÉE POUR LE TARIF D**  
**(À REVENUS ÉQUIVALENTS)**  
**TARIFS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2017**

Composantes tarifaires	Prix		Écart
	actuel	cible	
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie (kWh/jour)	33	40	7
Prix de l'énergie - 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,82	5,99	2,9%
Prix de l'énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	8,92	9,17	2,9%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	20,00	20,00
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	60,00	60,00

(iii)

« Afin d'assurer une mise en œuvre graduelle de la structure cible du tarif D présentée dans le tableau 6, le déploiement pourrait se faire comme suit :

- hausser le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie à 36 kWh par jour en 2018 et à 40 kWh par jour en 2019 ;
- hausser uniformément les prix d'énergie ;
- atteindre en 3 ans un montant minimal de la facture d'environ 20 \$ par mois pour l'alimentation en monophasé et en 7 ans, celui de 60 \$ par mois pour l'alimentation en triphasé afin d'en étaler l'impact plus important. » (nos soulignés)

**Demandes :**

24.1 Veuillez préciser le sens de l'expression « à revenus équivalents » mentionnée à la référence (ii), tableau 6.

24.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les prix cibles de l'énergie montrés au tableau 6 ne prennent pas en compte les ajustements tarifaires dans les prochaines années, considérant l'affirmation du Distributeur à la référence (i). Veuillez expliquer.

24.3 Veuillez expliquer pourquoi il faut augmenter les prix de l'énergie – première et deuxième tranche - de 2,9 % [référence (ii)] compte tenu de l'affirmation du Distributeur à la référence (i).

24.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les prix cibles de l'énergie indiqués au tableau 6 tiennent compte des montants minimaux de facture.

24.5 Veuillez indiquer si les écarts de 2,9% des prix de l'énergie dépendent ou non des hypothèses de hausses tarifaires pour les deux prochaines années. Dans l'affirmative, veuillez préciser vos hypothèses. Dans la négative, veuillez en expliquer les raisons.

24.6 Veuillez préciser si les écarts identiques de 2,9% pour les prix de la première et de la deuxième tranche résultent d'une stratégie souhaitée par le Distributeur ou d'une pure coïncidence. Veuillez expliquer.

24.7 Veuillez fournir :

- le nombre de clients qui seront touchés par l'introduction du montant minimal mensuel dans les prochaines années ;
- les montants annuels de factures minimales ;
- et les revenus obtenus grâce à l'implantation de la facture minimale.

#### Question no 25

##### Références :

- (réf. i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 17, lignes 27 à 30 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 18, lignes 10 à 14 ;
- (iii) HQD, dossier R-3933-2015, pièce HQD-16, document 1.4, page 102.

##### Préambule :

- (i) « Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2<sup>e</sup> tranche. » (nos soulignés)
- (ii) « Malgré une hausse uniforme des prix d'énergie, le caractère progressif du tarif demeure, contribuant à alléger la facture électrique des petits consommateurs, dont les ménages à faible revenu, tout en maintenant l'incitatif à faire de meilleurs choix énergétiques. De plus, en attribuant une juste valeur au kWh à la marge, au prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie, le Distributeur atténue le transfert de coûts associé à l'autoproduction. » (nous soulignons)

- (iii) « Bien que davantage de kWh de chauffage puissent être facturés au prix de la 1<sup>re</sup> tranche, il n'en demeure pas moins que la deuxième tranche continuerait de viser essentiellement le chauffage des locaux et, conséquemment, que son prix devrait toujours tendre vers le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux. » (nos soulignés)

**Demandes :**

25.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur abandonne son objectif d'aligner le prix de la deuxième tranche vers le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux, tel que l'indique son affirmation à la référence (iii). Veuillez préciser.

25.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le coût évité total de long terme pour le chauffage des locaux, incluant les composantes fourniture & transport, transport de la charge locale et distribution, ne serait plus considéré par le Distributeur comme une « *juste valeur du kWh à la marge* ». Veuillez préciser.

**Question no 26****Références :**

- (i) Dossier R-3980-2016, HQD, pièce B-0052, HQD-14, document 2, pages 20 à 21 ;  
(ii) Régie de l'énergie, D-2017-022 (R-3980-2016), page 171.

**Préambule :**

- (i) « À l'égard de la position concurrentielle, bien que le Distributeur souscrive à l'orientation d'améliorer le signal de prix de la 2e tranche au tarif D, il est préoccupé par la rapidité et l'importance avec laquelle ce prix augmenterait au cours des prochaines années dans le contexte de la révision des tarifs domestiques.

(...)

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. »

- (ii) « [648] Entre une hausse deux fois plus rapide en 2e tranche (67 % en 2e tranche d'énergie – 33 % en 1re tranche d'énergie) et une hausse uniforme (50 % - 50 %), une solution intermédiaire consiste à continuer de hausser davantage le prix de la 2e tranche afin d'aider les petits consommateurs, dont les MFR, mais en partageant les hausses annuelles dans une proportion moindre. »

[649] **La Régie maintient donc le concept de hausse différenciée du prix des tranches d'énergie, mais ralentit le rythme de croissance de la 2e tranche à 1,5 fois plus qu'en 1re tranche, soit à 60 % en 2e tranche et 40 % en 1re tranche.** » (nos soulignés)

**Demande :**

Dans le dossier tarifaire de l'an dernier, le Distributeur a invoqué la concurrence avec le gaz pour justifier sa proposition de hausser de façon uniforme les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie du tarif D. Comme on peut le voir au préambule (ii), la Régie n'a pas retenu cet argument du Distributeur dans sa décision D-2017-022.

26.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que, pour le Distributeur, la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz ne serait plus un facteur pertinent pour justifier sa proposition dans le présent dossier de hausser de façon uniforme les prix de la première et de la deuxième tranche d'énergie pour les tarifs domestiques. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

**Ajustement des composantes du tarif D pour 2018-2019**

**Question no 27**

**Références :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 22, lignes 1 à 9 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 21, figure 3 ;
- (iii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 22, figure 4.

**Préambule :**

(i) **3.1.3. Proposition au 1<sup>er</sup> avril 2018**

Compte tenu des propositions ci-dessus, la hausse tarifaire au tarif D se décline comme suit :

- gel de la redevance (40,64 ¢ par jour) ;
  - hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie de 33 à 36 kWh par jour ;
  - hausse uniforme des prix d'énergie ;
  - introduction d'un montant mensuel minimal de 15,18 \$ pour l'alimentation en monophasé et de 18,27 \$ pour l'alimentation en triphasé.
- (ii) Figure 3 : Impact annualisé moyen par tranche de consommation pour les clients au tarif D ;
  - (iii) Figure 4 : Dispersion de l'impact annualisé par segment de clientèle au tarif D.

**Demandes :**

27.1 Veuillez indiquer les impacts en pourcentage de hausse tarifaire des propositions du Distributeur décrites à la référence (i) pour le tarif D pour 2018-2019 par tranche de consommation et

par segment de clientèle (scénario de hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie de 33 à 36 kWh par jour en avril 2018). Veuillez utiliser les mêmes tranches de consommation et segments de clientèle que ceux présentés aux références (ii) et (iii).

27.2 Veuillez indiquer les impacts sur les ménages à faible revenu et sur différents segments de la clientèle au tarif D si on modifie le scénario présenté à la référence (i) pour des seuils de la première tranche fixés à 37 et 38 kWh par jour en 2018 respectivement (au lieu d'un seuil de 36 kWh par jour).

27.3 Veuillez indiquer les impacts sur les ménages à faible revenu et sur différents segments de la clientèle au tarif D si on modifie le scénario indiqué à la référence (i) en ajustant le prix de la deuxième tranche deux fois plus important que celui de la première tranche selon la pratique adoptée par la Régie ces dernières années (au lieu d'une hausse uniforme des prix proposée par le Distributeur dans le présent dossier).

27.4 Veuillez indiquer les impacts sur les ménages à faible revenu et sur différents segments de la clientèle au tarif D si on modifie le scénario de la référence (i) en gelant les revenus associés au tarif D au niveau actuel et en augmentant le seuil de la première tranche d'énergie à 37 kWh par jour en 2018.

#### **Question no 28**

##### **Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 21, lignes 1 à 6.

##### **Préambule :**

- (i) « La figure 4 présente la dispersion de l'impact annualisé des modifications proposées sur les différents segments de clientèle. Bien que la dispersion des impacts peut être importante, il n'en demeure pas moins que l'impact médian est légèrement en dessous de zéro pour l'ensemble des segments, sauf les clients agricoles. Tel qu'indiqué précédemment, l'impact maximal plus important pour ces clients est associé au montant minimal de la facture, correspond cependant à une hausse maximale de la facture annuelle de 73 \$. » (nos soulignés)

##### **Demandes :**

28.1 Veuillez indiquer les raisons qui expliquent des impacts importants de la facture minimale chez les clients agricoles.

28.2 Veuillez expliquer comment le Distributeur a déterminé la « *hausse maximale de la facture annuelle de 73 \$* » mentionnée à la référence (i).

### **Stratégie tarifaire - Tarif DP**

#### **Question no 29**

##### **Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 25 à 26.

##### **Préambule :**



- (i) « Le déploiement pourrait ainsi se faire comme suit :  
(...)  
. hausser uniformément les deux prix d'énergie ;  
(...) » (nous soulignons).

**Demande :**

La structure cible proposée par le Distributeur pour le tarif DP montrée au tableau 7, pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 24, indique une diminution du prix actuel de la 1ère tranche de 9,2 % et un gel du prix de la 2ème tranche.

29.1 Veuillez expliquer pourquoi il faut hausser uniformément les deux prix d'énergie tel que l'indique la référence (i).

**Question no 30****Références :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 26, lignes 8 à 10 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 37, lignes 9 à 13.

**Préambule :**

- (i) « La figure 5 illustre la distribution des impacts annualisés de la structure cible pour le tarif DP, à revenus équivalents, avant optimisation tarifaire, en supposant une période de déploiement de 12 ans comme présenté à la section précédente. »
- (ii) « Alors, outre le fait que les clients pourraient faire une meilleure gestion de leurs charges, l'optimisation tarifaire permet de réduire considérablement leurs impacts tarifaires. Cette optimisation tarifaire est d'autant plus intéressante pour les clients domestiques que ces derniers ont accès, comme l'indique le tableau 10, à plus de tarifs que les clients aux tarifs généraux. »

**Demandes :**

30.1 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « *optimisation tarifaire* ».

30.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que « *l'optimisation tarifaire* » représente le choix de la catégorie tarifaire par un client, sans aucun lien avec les actions du Distributeur. Veuillez expliquer.

**Question no 31****Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 39, lignes 9 à 12.

**Préambule :**

- (i) « Il importe de souligner que le tarif DP cible demeure le tarif optimal pour 82 % des clients actuellement au tarif DP alors que le tarif D cible s'avère avantageux pour 10 % d'entre eux. Ainsi, l'un ou l'autre des tarifs domestiques demeurent avantageux à terme pour 92 % des clients domestiques dont la PMA est de 50 kW ou plus. »

**Demandes :**

31.1 Considérant que, selon le Distributeur, le tarif DP cible est avantageux pour 82 % des clients actuellement au tarif DP, veuillez confirmer (ou infirmer) que le tarif DP cible n'aura pas d'impacts négatifs appréciables sur les autres clients domestiques du Distributeur. Veuillez justifier votre réponse.

**Question no 32****Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 24 à 25.

**Préambule :**

- (i) « Il faut rappeler que l'objectif d'inciter à une meilleure gestion de la puissance a mené à la facturation annuelle de la puissance aux tarifs domestiques, à la prise en compte de la puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer et à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM aux tarifs domestiques. D'ailleurs, en approuvant la facturation annuelle de la puissance, la Régie a reconnu, à juste titre, l'importance pour le Distributeur que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau, de façon à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution. » (nos soulignés)

**Demande :**

32.1 Veuillez expliquer en quoi une meilleure gestion de la consommation en puissance hors pointe du réseau des clients au tarif DP réduit la pression sur le coût de transport de la charge locale, considérant que le Transporteur facture le Distributeur en fonction uniquement de sa puissance à la pointe.

**Question no 33****Références :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 23, lignes 1 à 4 ;  
(ii) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 24, lignes 4 à 17.

**Préambule :**

- (i) « Bien qu'elle ait accepté la proposition du Distributeur d'introduire le nouveau tarif DP pour les abonnements domestiques facturés pour la puissance, la Régie a réservé sa décision quant à deux éléments de la structure cible, soit le seuil de facturation de la puissance et le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie. » (nos soulignés)
- (ii) « Afin de compenser l'impact de l'amélioration du signal de prix en puissance, le Distributeur a proposé, dans le dossier R-3980-2016, une hausse significative, à terme, de la consommation admissible au prix le plus bas du tarif DP, ce qui a pour effet de favoriser les clients affichant de forts facteurs d'utilisation (« FU »). Ainsi, le seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie passerait de 1 200 kWh à 12 600 kWh par mois, ce qui correspond à une consommation de 50 kW à un FU de 35 %, soit le FU moyen des clients au tarif DP.

Finalement, la structure cible pour le tarif DP prévoyait une élimination de la redevance et l'introduction d'un montant mensuel minimal de la facture.

Ces modifications constituent une réallocation des revenus des composantes redevance et énergie vers la composante puissance, accroissant la proportion des revenus récupérés par la composante puissance de 8 % à 28 %. Cette proportion demeure néanmoins inférieure à celle du tarif M mais comparable à celle du tarif G-9.

Le tableau 7 présente une mise à jour de la structure cible du tarif DP qui tient compte des données de référence du présent dossier tarifaire. (nos soulignés)

**Demandes :**

33.1 Outre la mise à jour des données présentée dans le présent dossier, veuillez démontrer que le seuil de facturation de la puissance et le seuil de la 1re tranche d'énergie proposés par le Distributeur sont appropriés.

**Stratégie tarifaire – Tarif DT**

**Question no 34**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 46, lignes 5 à 7.

**Préambule :**

- (i) « Bien que l'effritement du parc biénergie résidentielle ne soit pas à un niveau aussi important que ceux atteints à la suite des hivers rigoureux 2013-2014 et 2014-2015, il s'est poursuivi en 2016. »

**Demandes :**

34.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a étudié ou non les raisons de l'effritement du parc biénergie résidentielle pour la période 2013 - 2016. Dans l'affirmative, veuillez en indiquer les résultats. Dans la négative, veuillez en expliquer les raisons.

34.2 Veuillez indiquer s'il serait vrai ou non, selon le Distributeur, que le vieillissement des systèmes au mazout est un facteur dominant de l'effritement du parc bi-énergie résidentiel. Veuillez élaborer votre réponse.

**Question no 35**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 46, lignes 17 à 19.

**Préambule :**

- (i) « Au 1<sup>er</sup> avril 2017, la Régie a approuvé une baisse des prix d'énergie du tarif DT, ce qui a permis d'accroître l'économie réalisée par le client disposant d'un système de chauffage biénergie d'environ 50 \$ par rapport au tarif D. »

**Demandes :**

35.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué ou non l'efficacité de l'augmentation de l'économie de 50 \$ par client bi-énergie. Dans l'affirmative, veuillez en indiquer les résultats. Dans la négative, veuillez en expliquer les raisons.

35.2 Veuillez indiquer s'il serait plus efficace de subventionner le rajeunissement des systèmes bi-énergie. Veuillez expliquer.

**Stratégie tarifaire – Tarif de développement économique  
(Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 49)**

**Question no 36**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 49, lignes 10 à 13.

**Préambule :**

- (i) « À cette fin, le Distributeur propose, dans le cas de l'expansion d'une installation existante, d'abaisser le seuil relatif à la puissance à ajouter de 1 000 kW à 500 kW et, en conséquence, de modifier le critère de la puissance minimale à ajouter à au moins 10 % de la puissance facturée historique plutôt que 20 %. »

**Demande :**

36.1 Veuillez indiquer de la façon la plus précise possible les impacts de vos propositions mentionnées à la référence (i) sur les coûts à être supportés par la clientèle domestique du Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

**Stratégie tarifaire – Introduction d'un tarif de relance industrielle  
(pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 49)**

**Question no 37**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 49, lignes 20 à 24.

**Préambule :**

- (i) « Le Distributeur propose d'offrir un tarif encourageant l'utilisation de capacités de production existantes, mais inutilisées, chez la clientèle industrielle de grande puissance, ainsi que la conversion à l'électricité de procédés industriels. Ces accroissements de charge provenant de la clientèle industrielle généreront des revenus additionnels pour le Distributeur, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. » (nos soulignés)

**Demande :**

37.1 Veuillez démontrer, chiffres à l'appui, que l'introduction d'un tarif de relance industrielle serait au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du Distributeur, y compris sa clientèle domestique.

**Stratégie tarifaire – Admissibilité à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse (pièce B-0047, HQD-13, document 2, page 51)**

**Question no 38**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 51, lignes 22 à 24.

**Préambule :**

- (i) « Le Distributeur intègre dans ses propositions la piste de solution de la Régie émise dans son Avis, d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse (« OÉA »), et ce, dès 2018. »

**Demande :**

38.1 Veuillez démontrer que la proposition du Distributeur mentionnée à la référence (i) n'engendra pas de coût additionnel à sa clientèle domestique.

**Stratégie tarifaire – Suivis demandés par la Régie – Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse (pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 54 à 55)**

**Question no 39**

**Références :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 54, lignes 29 à 30 ;
- (ii) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 55, lignes 14 à 18.

**Préambule :**

- (i) « Aux fins du suivi, les données de référence 2016 sont utilisées » ; (nous soulignons)
- (ii) « Toutefois, en tenant compte des 4 abonnements qui avaient une consommation historique importante et qui ont par la suite cessé leurs opérations entièrement, l'augmentation globale de la consommation et le manque à gagner attribuables à l'option sont de l'ordre de 7,8 GWh et 0,9 M\$ respectivement. »

**Demande :**

39.1 Veuillez fournir une estimation du manque à gagner pour 2017 et 2018 respectivement.

**Stratégie tarifaire – Suivis demandés par la Régie – Tarif de développement économique (pièce B-0047, HQD-13, document 2, pages 55 à 56)**

**Question no 40**

**Références :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 55, lignes 21 à 23 ;

**Préambule :**

- (i) « Dans sa décision D-2016-033, la Régie demandait au Distributeur de poursuivre le suivi du TDÉ. À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec 15 clients. Six de ces clients, principalement des centres de données, bénéficient actuellement du TDÉ. »

**Demandes :**

40.1 Veuillez fournir la puissance totale appelée par les clients au tarif TDÉ depuis le début jusqu'à présent.

40.2 Veuillez indiquer si leurs besoins en puissance sont pris en compte ou non dans la prévision des besoins en puissance du Distributeur. Veuillez expliquer.

**Question no 41**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0047, HQD-13, Document 2, page 48, paragraphe 4.2.

**Préambule :**

- (i) « **4.2. Mesures contribuant à la compétitivité des tarifs industriels**  
Le Distributeur propose certaines mesures tarifaires qui rejoignent les pistes de solutions de la Régie formulées dans son Avis. Ces pistes visent essentiellement à accorder plus de souplesse tarifaire à la clientèle industrielle et à favoriser l'implantation d'un plus grand nombre de projets d'expansion d'activités industrielles au Québec. Elles devraient contribuer, d'une part, à l'écoulement des surplus énergétiques et, d'autre part, à l'amélioration de la compétitivité des entreprises industrielles québécoises. ».

**Demande :**

41.1 Dans le cas où la Régie accepte les mesures proposées par le Distributeur pour contribuer à la compétitivité des tarifs industriels et à l'écoulement des surplus énergétiques tel que l'indique le préambule, est-ce que le Distributeur devrait modifier ou non sa prévision des besoins en énergie et en puissance de 2018 et les années suivantes ? Veuillez expliquer.

**MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU (PIÈCE B-0051, HQD-14, DOCUMENT 1)**

**Montant accordé aux associations de consommateurs**

**Question no 42**

**Référence :**

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 4, lignes 24 à 27.

**Préambule :**

- (i) « Les travaux du comité amène le Distributeur à proposer un montant de 600 000 \$ pour l'année témoin 2018. Ce montant additionnel serait indexé pour les années suivantes. Le Distributeur attend une proposition relative à la répartition du montant de la part des participants du comité représentant les associations de consommateurs. »

**Demandes :**

42.1 Veuillez indiquer si le montant de 600 000 \$ pour l'année témoin 2018 et l'indexation pour les années suivantes devraient être approuvés par la Régie ou non. Veuillez expliquer.

42.2 Veuillez indiquer la date approximative de la distribution du montant aux différentes associations pour 2018.

**Projet-pilote « Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu »****Question no 43****Référence :**

- (i) Régie de l'énergie, D-2017-022 (R-3980-2016), page 171.

**Préambule :**

- (i) « [769] Le Distributeur a présenté, en juin 2016, aux associations de consommateurs les résultats d'une analyse de données de Statistique Canada relative à l'utilisation du taux d'effort dans le projet d'entente. À la suite de cette analyse, le Distributeur compte :  
« . proposer une nouvelle base pour la qualification des clients se situant à 50 % et moins des seuils de faible revenu;  
. modifier le niveau de soutien actuel. En ce moment, le soutien maximal est établi en fonction d'un pourcentage de la consommation. Les résultats de l'analyse de données révèlent que le soutien maximal devrait également considérer un certain pourcentage du revenu brut. Cette modification du soutien qui viendrait bonifier le niveau de soutien actuel maximal est présentement en discussion avec les associations de consommateurs »367. (nos soulignés)  
Note de bas de page no 367 : (HQD), pièce B-0056, page 6.

**Demandes :**

L'an dernier, dans le cadre du dossier R-3980-2016, le Distributeur a indiqué qu'il envisage d'utiliser, outre la consommation, le revenu brut pour déterminer le niveau de soutien maximal. [voir préambule (i)].

43.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur utilise le revenu brut, outre la consommation, pour déterminer le niveau de soutien maximal dans le projet-pilote « Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu ».

43.2 Veuillez expliquer en détail la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer le niveau de soutien et sa valeur maximale.

**Question no 44****Référence :**

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 5, lignes 8 à 10.

**Préambule :**

- (i) « Afin de cibler adéquatement la clientèle admissible à cette offre plus généreuse, le Distributeur a établi, à la suite d'une analyse de données, un seuil d'admissibilité à 50% et moins du seuil de faible revenu établi par Statistique Canada. » (nos soulignés)

**Demandes :**

44.1 Veuillez fournir le seuil de faible revenu établi par Statistique Canada qui a été utilisé par le Distributeur dans la conception de son projet-pilote « Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu ».

44.2 En réponse à la question précédente, veuillez préciser s'il s'agit de revenu brut ou de revenu net et s'il se rapporte à un ménage ou à un seul consommateur.

44.3 Veuillez préciser si le Distributeur utilise le revenu brut ou le revenu net d'un ménage ou d'un seul consommateur dans sa détermination de l'admissibilité respectivement aux :

- Ententes de paiement « générales » ;
- Ententes de paiement pour les MFR ;
- Ententes de paiement plus généreuses pour la clientèle à très faible revenu.

Veuillez fournir des explications pertinentes.

44.4 Veuillez indiquer si le Distributeur utilise ou non le revenu brut (ou le revenu net) d'un client dans diverses étapes de l'établissement d'une entente de paiement autres que la détermination de l'admissibilité aux ententes de paiement. Dans l'affirmative, veuillez préciser ces étapes et fournir des explications pertinentes.

44.5 Veuillez indiquer si l'utilisation du revenu net d'un ménage MFR pourrait ou non améliorer l'efficacité des programmes d'aide aux MFR du Distributeur. Veuillez expliquer.

**Question no 45****Référence :**

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 5, lignes 12 à 15.



**Préambule :**

- (i) « Dans le cadre de ce projet pilote, le Distributeur offre ce type de versement à un échantillon de clients MFR à très faible revenu (groupe test) et compare la proportion d'encaissement attendue de cette entente avec celui de l'entente personnalisée B offerte à un groupe témoin de clients similaires. »

**Demandes :**

45.1 Veuillez fournir le nombre de clients faisant partie du groupe test et celui du groupe témoin (Projet-pilote « Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu »).

45.2 Veuillez indiquer si les résultats du projet-pilote mentionné à la référence (i) peuvent être ou non considérés comme statistiquement fiables ou probants.

**Question no 46****Référence :**

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 5, lignes 16 à 19.

**Préambule :**

- (i) « Lors de la constitution des groupes test et témoin, le Distributeur a constaté que ce segment de clients présente souvent une faible consommation d'électricité qui rend l'entente personnalisée B, avec un versement minimum de 50 % du MVE, plus avantageuse que l'offre testée. » (nos soulignés)

**Demandes :**

46.1 Veuillez fournir une estimation des consommations mensuelles moyennes des groupes de clients test et témoin mentionnés à la référence (i).

46.2 Veuillez fournir une estimation des factures mensuelles et annuelles moyennes des groupes de clients test et témoin mentionnés à la référence (i).

**Question no 47****Référence :**

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 5, lignes 21 à 27.

**Préambule :**

- (i) « Les résultats au 14 juillet 2017 sont trop préliminaires pour tirer des conclusions probantes quant à l'efficacité de l'entente plus généreuse. En effet, le groupe test a payé 75 % des sommes attendues à ce jour, alors que le groupe témoin, avec une entente personnalisée B en a payé 76 %. Un projet-pilote comme celui-ci nécessite une formation des employés affectés au groupe test. Cette formation ne peut avoir lieu qu'en période creuse de téléphonie afin de minimiser l'impact sur la réponse téléphonique, ce qui implique un certain délai de démarrage du projet-pilote. »

**Demandes :**

47.1 Veuillez indiquer la date approximative de la mise en place de l'entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu en supposant le succès du projet-pilote.

47.2 Compte tenu des résultats du projet-pilote jusqu'à présent, veuillez indiquer vos recommandations à la Régie relativement à la possibilité d'offrir des ententes plus généreuses pour la clientèle à très faible revenu.

**Projet-pilote « Radiation graduelle de la dette »**

**Question no 48**

**Référence :** (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 6, lignes 4 à 7.

**Préambule :**

- (i) « À titre de projet pilote, le Distributeur procède, depuis février 2017, pour un échantillon de clients (groupe test), à la radiation graduelle de la dette et compare la proportion d'encaissement de l'entente à celui d'un groupe témoin de clients qui bénéficient déjà de la radiation de la dette selon le mode actuel. »

**Demandes :**

48.1 Veuillez fournir le nombre de clients faisant partie du groupe test et celui du groupe témoin (Projet-pilote « Radiation graduelle de la dette »).

48.2 Veuillez indiquer si les résultats du projet-pilote mentionné à la référence (i) peuvent être ou non considérés comme statistiquement fiables ou probants.

**Question no 49**

**Référence :** (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 7, lignes 1 à 10.

**Préambule :**

- (i) « La deuxième source d'impact financier est liée à la méthode de l'effacement graduel de la dette qui permet des radiations de portions de la dette même lorsque l'entente n'est pas respectée jusqu'à son terme. Cet impact n'est pas ponctuel comme celui du chevauchement des deux méthodes. En effet, le Distributeur estime que les ententes non respectées pourraient, selon leur durée, générer des radiations supplémentaires moyennes d'une valeur de 20 % des radiations brutes d'une entente se rendant à terme. Cela modifie significativement la valeur moyenne annuelle des radiations brutes MFR présentées au tableau 4 de la pièce HQD-8, document 1 du présent dossier. Puisqu'il y a un nombre important de clients dont l'entente ne se rend pas à terme, le montant total

à radier pour les ententes non respectées représente 35 % de celui des ententes respectées. » (nos soulignés)

**Demandes :**

49.1 Veuillez justifier votre affirmation à la référence (i) à l'effet que l'effacement graduel de la dette générerait « *des radiations supplémentaires moyennes d'une valeur de 20 % des radiations brutes d'une entente se rendant à terme* ».

49.2 Veuillez préciser si la valeur de 20 % des radiations brutes d'une entente se rendant à terme indiquée à la référence (i) est supportée ou non par les résultats du projet-pilote mené par le Distributeur. Veuillez expliquer.

49.3 Veuillez fournir une estimation du nombre de clients dont l'entente ne se rend pas à terme.

49.4 Veuillez fournir les calculs de la valeur de 35% indiquée à la référence (i) et en indiquer sa précision. Veuillez expliquer.

**Question no 50**

**Référence :** (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 7, tableau 1.

**Préambule :**

**Tableau 1 :  
Radiations brutes avec l'introduction de l'effacement graduel de la dette (M\$)**

	Année témoin	Année estimée
<b>Statu quo</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Méthode actuelle (A)	39,2	42,0
<b>Introduction de l'effacement graduel de la dette</b>		
Méthode actuelle	39,2	21,0
Effacement graduel de la dette		
Ententes respectées	10,5	32,3
Ententes non respectées	3,7	11,5
Radiations totales (B)	53,4	64,8
<b>Impact financier de l'effacement graduel de la dette</b>		
sur les radiations brutes (B - A)	14,2	22,8
sur la DMC	1,7	3,2

**Demandes :**

50.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'à terme, selon les hypothèses du Distributeur, les impacts financiers de l'effacement graduel de la dette par rapport au mode actuel, seraient de 22,8 M\$ sur les radiations brutes et de 3,2 M\$ sur la DMC. Veuillez expliquer.

50.2 Veuillez fournir le tableau 1 révisé selon le taux de radiation des ententes actuelles, sans les 20% de radiations supplémentaires mentionnés à la pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 7, lignes 1 à 10.

50.3 Compte tenu des résultats du projet-pilote jusqu'à présent et de l'évaluation des impacts présentés par le Distributeur, veuillez indiquer vos recommandations à la Régie relativement à l'effacement graduel de la dette.

### **Centre d'accompagnement interne à Hydro-Québec**

#### **Question no 51**

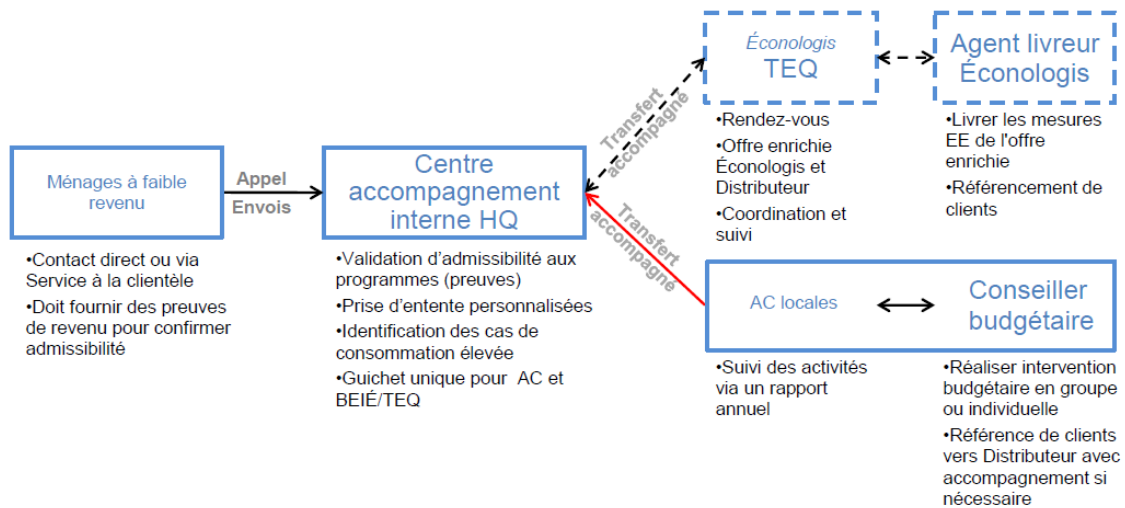
##### **Références :**

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 8, lignes 1 à 5 ;
- (ii) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 9, figure 3.

##### **Préambule :**

- (i) « Afin de répondre à la demande de la Régie de mettre en place, à l'interne, un centre d'accompagnement pour les MFR pour coordonner ses interventions auprès de cette clientèle, le Distributeur est à finaliser son modèle d'implantation. Pour ce faire, il a présenté aux associations de consommateurs, en avril 2017, un modèle initial de fonctionnement illustré à la figure 2. » (nous soulignons)
  
- (ii)

**FIGURE 3 :**  
**MODÈLE RÉVISÉ DU CENTRE D'ACCOMPAGNEMENT INTERNE**



### Demandes :

51.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que, selon la référence (i), le Centre d'Accompagnement interne d'HQ aura uniquement un rôle de coordination des services offerts aux clients MFR et que l'établissement des ententes de paiement et la résolution des problèmes des clients MFR seront traités par d'autres agents d'Hydro-Québec hors du Centre d'accompagnement. Veuillez expliquer.

51.2 Veuillez confirmer que le futur Centre d'Accompagnement interne d'HQ pour les MFR aura comme fonctions :

- Validation d'admissibilité aux programmes (preuves) ;
- Prise d'ententes personnalisées ;
- Identification des cas de consommation élevée ;
- Guichet unique pour AC (Association de consommateurs ?) et BEIÉ/TEQ.

51.3 Veuillez mettre à jour, le cas échéant, les fonctions ou rôles du Centre d'Accompagnement interne d'HQ pour les MFR.

51.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le futur Centre d'Accompagnement interne d'HQ pour les MFR sera le guichet unique pour coordonner tous les services offerts aux clients à faible revenu d'Hydro-Québec, y compris les ententes reliées à la clientèle à *très faible revenu* et à l'effacement graduel de la dette. Veuillez expliquer.

### Question no 52

#### Référence :

- (i) Pièce B-0051, HQD-14, document 1, page 9, lignes 3 à 8.

**Préambule :**

- (i) « La mise en oeuvre du centre d'accompagnement nécessite un apport supplémentaire en ressources humaines. À cet effet, le Distributeur prévoit ajouter 5 ETC (représentants recouvrement) en 2018 pour déterminer l'admissibilité des clients aux programmes d'efficacité énergétique du TEQ et effectuer les transferts assistés. Le Distributeur précise cependant que l'arrimage et l'interopérabilité de ce modèle avec le TEQ sont à développer. Des échanges entre le Distributeur et le TEQ sont en cours sur ce sujet. ». (nos soulignés)

**Demande :**

52.1 Veuillez indiquer si le Centre d'accompagnement regroupe d'autres employés d'Hydro-Québec pour s'occuper de la coordination des services aux MFR qui ne nécessitent pas de transferts accompagnés avec TEQ. Dans l'affirmative, veuillez en indiquer l'effectif approximatif. Dans la négative, veuillez expliquer.