

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
 HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE
 RELATIVE AUX TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

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

1. Référence : Pièce C-ACEFQ-0008, p. 41 et 42.

Préambule :

Dans sa preuve, l'ACEFQ présente le tableau suivant :

Tableau 5.2.4

**Impacts des modalités de disposition du compte de pass-on et du compte de nivellement
 Modalités actuelles et Scénario sous étude par la Régie (M\$)**

Source: HQD, Pièce B-0068, tableau R-10.2 page 22 et page 23, lignes 5 à 9.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Ajout total aux revenus requis (M\$)							
Modalités actuelles (A)	181,2	11,4	11,2	11	10,8	(38,0)	187,5
Scénario sous étude par la Régie (B)	(5,4)	52,4	51,5	50,5	49,5		198,5
Écart (B-A)	(186,6)	41,0	40,3	39,5	38,7	38,0	11,0
Hausses tarifaires (%)							
Modalités actuelles (A)	1,8%	1,9%	2,4%	2,0%	1,0%	1,0%	
Scénario sous étude par la Régie (B)	0,1%	3,4%	3,4%	2,0%	1,0%	1,0%	
Écart (B-A)	-1,7%	1,5%	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	

L'intervenante indique que :

« Le Distributeur évalue les hausses tarifaires de 2017 et 2018 à environ 3,4 % pour le scénario sous étude par la Régie (voir tableau 5.2.4). Nous y notons que les écarts de revenus requis par rapport à ceux évalués selon les modalités en vigueur sont de l'ordre de 40 M\$ pour 2017 et 2018, alors que les écarts de hausses tarifaires se chiffrent à 1,5 % et 1 %.

L'ordre de grandeur des hausses tarifaires en 2017 et 2018 pour le scénario sous étude par la Régie nous apparaît quelque peu inhabituel; nous invitons donc le Distributeur à vérifier ses calculs, le cas échéant. »

Demande :

1.1 Veuillez vérifier et fournir les calculs des hausses tarifaires en 2017 et en 2018 de 3,4 %.

2. **Référence :** Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p.7.

Préambule :

« Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'approuver, faute de mieux, la proposition d'Hydro-Québec Distribution de liquider en 2015 les soldes débiteurs des comptes de pass-on des écarts de coûts d'approvisionnement en électricité de 2013 et 2014, en les compensant sur le solde créditeur du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015.

Nous soulignons toutefois que ce procédé ne consiste, en fait, qu'à transférer le problème d'un compte à l'autre. Statistiquement, il existe une probabilité que c'est le compte de nivellement qui ultérieurement deviendra débiteur faute de pouvoir retrouver l'équilibre à la suite du crédit qui lui sera retiré en 2015. Idéalement, il aurait donc été préférable de liquider les soldes débiteurs des comptes de pass-on sans les compenser sur le solde créditeur du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015; mis cette solution avait été rejetée l'an dernier par le Tribunal.

Il est par ailleurs inexact de concevoir les comptes de pass-on des écarts de coûts d'approvisionnement en électricité comme reflétant une même réalité que le compte de nivellement pour aléas climatiques. Par exemple, on sait que les soldes des comptes de pass-on d'approvisionnement de 2013 et 2014 proviennent en grande partie d'une hausse des prix du gaz sur le marché nord-américain, ayant amené une hausse des prix unitaires de l'électricité provenant hors du Québec. Les comptes de pass-on d'approvisionnement sont donc loin de résulter des seuls aléas climatiques par rapport à la normale. Il serait ainsi conceptuellement erroné selon nous, par exemple, de songer à fusionner l'ensemble de ces comptes. »

[nous soulignons]

Demande :

2.1 Veuillez commenter l'affirmation de SÉ-AQLPA à l'effet qu'il est « *inexact de concevoir les comptes de pass-on des écarts de coûts d'approvisionnement en électricité comme reflétant une même réalité que le compte de nivellement pour aléas climatiques. [...]. Les comptes de pass-on d'approvisionnement sont donc loin de résulter des seuls aléas climatiques par rapport à la normale. Il serait ainsi conceptuellement erroné selon nous, par exemple, de songer à fusionner l'ensemble de ces comptes »*

PRÉVISION DES VENTES

3. **Références :**
- (i) Pièce B-0079, p. 14;
 - (ii) Rapport annuel du Distributeur 2014, HQD-10, document 2, p. 5;
 - (iii) Pièce B-0018, p. 29;
 - (iv) Pièce B-0018, p. 29;
 - (v) Pièce B-0018, p. 7;
 - (vi) Pièce B-0018, p. 25 ;
 - (vii) http://www.cmhc-schl.gc.ca/odpub/esub/64661/64661_2015_Q04.pdf.

Préambule :

(i)

Tableau R-2.3-A
 Prévvision des abonnements par catégories de consommateurs :

Catégorie de consommateurs	Abonnements				
	Année historique	Année de base	Année témoin	Croissance	
	2014	2015	2016	2014-2015	2015- 2016
D et DM	3 470 723	3 510 494	3 548 768	39 772	38 274
G	236 271	234 754	234 749	(1 517)	(6)
G-9	3 362	3 451	3 474	89	23
M	24 866	26 996	28 194	2 129	1 198
LG	101	101	101	-	-
L	155	153	153	(2)	-
H	1	1	1	-	-
DT	121 815	118 554	116 477	(3 261)	(2 077)
Éclairage public et sentinelle	26 834	26 897	26 897	64	(0)

(1) Moyenne basée sur des abonnements réels de janvier à décembre.

(2) Moyenne basée sur des abonnements réels de janvier à avril et prévus de mai à décembre.

(3) Moyenne basée sur des abonnements réels de janvier à avril et prévus de mai à décembre.

(ii)

Tableau 3
 Historique du nombre d'abonnements au Québec par tarifs 2010 à 2014

	2010	2011	2012	2013	2014
D	3 360 751	3 408 398	3 456 473	3 498 074	3 539 116
DM	197 181	196 020	194 985	197 470	197 417
DT	127 034	126 635	125 738	125 468	121 249
G	293 928	289 659	290 975	291 830	287 135
G9	3 659	3 437	3 293	3 243	3 630
M	13 512	20 310	20 572	21 446	26 836
LG					105
L	249	252	249	260	156
Contrats spéciaux	9	9	10	8	8
Éclairage	3 845	3 988	3 972	4 191	4 198
Total	4 000 168	4 048 708	4 096 267	4 141 990	4 179 850

(iii)

Tableau C-1
 Impact sur les ventes totales en 2016

Variable	Impact
Hausse de 1 % du PIB total	Ventes additionnelles de 800 GWh à l'ensemble des secteurs

(iv)

Tableau C-2
 Impact des variables explicatives sur les ventes par secteurs en 2016

Variable	Impact
Secteur résidentiel et agricole	
Consommation moyenne annuelle d'un abonnement, aux fins de la prévision des ventes aux tarifs D et DM	18 000 kWh
Hausse de 1 % de la rémunération réelle des salariés	Ventes additionnelles de 80 GWh aux tarifs D et DM
Secteurs commercial, institutionnel et industriel PME	
Hausse de 1 % du PIB manufacturier	Ventes additionnelles de 50 GWh aux tarifs G, G-9 et M
Hausse de 1 % du PIB tertiaire	Ventes additionnelles de l'ordre de 80 GWh aux tarifs G, G 9, M et LG
Hausse de 1 % de l'emploi total	Ventes additionnelles de l'ordre de 10 GWh au tarif LG
Hausse de 1 % de la rémunération réelle des salariés	Ventes additionnelles de 10 GWh au tarif LG
Variation de 5 ¢US du \$CA	Variation des ventes de 100 GWh aux tarifs G, G9 et M
Secteur industriel grandes entreprises	
Hausse de 1 % du PIB manufacturier (incluant le PIB des industries de biens durables et non durables)	Ventes additionnelles de 150 GWh pour le tarif L
Variation de 5 ¢US du \$CA	Variation des ventes 60 GWh au tarif L

(v) « Les mises en chantier se reflètent sur la croissance du nombre d'abonnements. L'impact de cette croissance sur les ventes prévues de 2015 par rapport à celles normalisées de 2014 est de +620 GWh et de +640 GWh sur les ventes de 2016 par rapport à celles de 2015. »

(vi)

Tableau B-1
 Prévision économique du Québec :

	2014 ²	2015	2016
Croissance du PIB total ¹ (%)	1,4	1,7	1,8
Croissance du PIB manufacturier ¹ (%)	3,1	2,8	3,0
Croissance du PIB tertiaire ¹ (%)	1,3	1,9	1,7
Croissance de l'emploi total (%)	-0,1	1,0	0,8
Croissance de la rémunération des salariés ¹ (%)	0,6	1,5	1,9
Mises en chantier ³ (milliers)	38,6	37,5	40,1

¹ La croissance du PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle de la rémunération des salariés sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.

² Estimation du PIB annuel provincial par industries, Statistique Canada, avril 2015, tableau 379-0030.

³ Prévision de la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL) du premier trimestre 2015 (ajustée en fonction des résultats au premier trimestre 2015).

(vii) Dans son rapport sur les perspectives du marché de l'habitation au Canada pour le 4^e trimestre de 2015, la SCHL révisé ses prévisions de mises en chantier de nouveaux logements pour le Québec à 34 400 pour l'année témoin 2016, soit une baisse de 5 700 unités de logement par rapport à sa prévision du premier trimestre de 2015.

Demandes :

- 3.1 Veuillez concilier les nombres d'abonnements aux tarifs G et Éclairage public et sentinelle des références (i) et (ii). Veuillez également élaborer sur l'impact de ces différences sur la prévision de la demande en énergie pour l'année témoin 2016.
- 3.2 Pour l'ensemble des catégories de consommateurs, selon référence (i), veuillez élaborer sur la méthodologie du Distributeur afin de déterminer le nombre d'abonnements pour l'année témoin qui est utilisée dans la prévision de la demande du réseau intégré.
- 3.3 En référence aux variables explicatives énoncées dans les références (iii) et (iv), veuillez préciser celles pour lesquelles le Distributeur observe un décalage (mois, années) entre la variation d'une variable significative et l'effet observé sur les ventes.
- 3.4 Pour l'année témoin 2016, veuillez expliquer la méthode du Distributeur afin de déterminer une croissance des ventes anticipée de 640 GWh au tarif D et DM, référence (iv), en prenant soin de faire le lien avec les mises en chantier prévues pour 2016 de 40,100 nouveaux logements référence (v).
- 3.5 En lien avec les questions 1.2 à 1.4 et en tenant compte de la plus récente prévision de mises en chantier de la SCHL pour l'année témoin 2016 référence (vii), veuillez élaborer sur la nécessité de réviser à la baisse la prévision des ventes du Distributeur aux tarifs D et

DM. Veuillez également quantifier la quantité d'énergie et de puissance correspondant à 5 700 unités de logement.

REVENUS NETS DES ACHATS

4. Référence : Pièce C-FCEI-0015, p. 6 et 7.

Préambule :

« Par conséquent, considérant que, contrairement aux anticipations de la Régie la situation perdure malgré les améliorations apportées aux méthodes du Distributeur, la FCEI réitère sa recommandation de mettre en place un compte d'écart sur les revenus nets des achats. Les bénéfices d'un tel compte seraient multiples considérant le cadre tarifaire actuel.

Premièrement, cela permettrait d'éviter que les clients soient pénalisés par des excédents de revenus futurs nets des achats pour 2016 et les années subséquentes. Entre 2010 et 2014, les écarts de revenus nets des achats totalisent 272 M\$ qui sont autant de dollars payés en trop par les clients.

Deuxièmement, cela réduirait le risque d'affaires lié à l'aléa économique du Distributeur ce qui pourrait conduire à un taux de rendement sur l'équité plus faible dans le futur au bénéfice des clients. Le risque pour les clients pourrait représenter une volatilité additionnelle pour les clients, mais celle-ci serait nettement moindre que la volatilité découlant des comptes de Pass-on ou d'aléa climatique.

Troisièmement, cela serait cohérent avec la notion que les entreprises réglementées devraient supporter les risques sur lesquels elles ont du contrôle. Considérant la fréquence du cadre réglementaire actuel, il est manifeste que le Distributeur n'a, à toutes fins utiles, aucun contrôle sur ses ventes entre deux causes tarifaires.

Quatrièmement, cela améliorerait à la marge l'incitatif à mettre en place des initiatives en efficacité énergétique en cours d'année. » [nous soulignons]

Demande :

4.1 Veuillez commenter la recommandation de la FCEI à l'effet qu'un compte d'écart sur les revenus nets des achats, tous tarifs confondus, serait une solution au problème de récurrence des excédents de revenus nets des achats du Distributeur.

APPROVISIONNEMENTS

- 5. Références :**
- (i) Dossier R-3905-2014, pièce B-0085, p. 28;
 - (ii) Dossier R-3905-2014, pièce A-0060, p. 166 et 167;
 - (iii) Pièce B-0099, p. 33;
 - (iv) Pièce B-0099, p. 34.

Préambule :

- (i) Réponse du Distributeur à la question 18.2 de l'ACEF de Québec :

« Les conventions d'énergie différée permettent au Distributeur de rappeler de l'énergie afin de répondre à des besoins fermes en énergie. Le Distributeur rappelle qu'il doit transmettre au plus tard le 15 septembre le préavis de retour d'énergie pour la période d'hiver à venir. La planification est alors établie selon les conditions climatiques normales, de façon à ne pas accroître le volume d'électricité patrimoniale inutilisée et ce, dans le respect des modalités des conventions d'énergie différée. [...] » [nous soulignons]

- (ii) Notes sténographiques des audiences du 11 décembre 2014 de la tarifaire 2015-2016 :

Réponse de M. Richard Lagrange, Chef – Planification et fiabilité pour le Distributeur, à une question de l'AHQ-ARQ concernant les retours d'énergie prévus le cadre des conventions d'énergie différées pour l'année témoin 2015 :

«M. RICHARD LAGRANGE :

[...]

R. Donc, il n'y a aucun rappel prévu pour deux mille quinze (2015). Évidemment, en vue des besoins d'aujourd'hui, il n'y a aucun rappel de prévu pour deux mille quinze (2015). » [nous soulignons]

- (iii) Réponse du Distributeur à la question 9.2 de la demande de renseignements n° 5 de la Régie :

« [...] Le Distributeur a utilisé les rappels de février [2015] afin de diminuer la pression, imposée par la hausse des besoins au mois de janvier, sur l'allocation des plus grands bâtonnets patrimoniaux. » [nous ajoutons et nous soulignons]

- (iv) Réponse du Distributeur à la question 9.3 de la demande de renseignements n° 5 de la Régie :

« [...] Les rappels de décembre 2015 sont essentiellement dus aux fortes demandes auxquelles le Distributeur a fait face aux mois de janvier, février et mars 2015 et à l'allocation des bâtonnets patrimoniaux qui en résultent. Les rappels d'énergie de décembre 2015 permettent de réduire les achats prévus sur les marchés de court terme du Distributeur et de diminuer son risque d'exposition au marché dans l'éventualité d'un mois de décembre plus froid que la normale.

Pour 2016, l'étude de la demande prévisionnelle et des moyens d'approvisionnement du Distributeur ne montre pas de besoins fermes en énergie pour les mois de janvier et février 2016 (nouvelle année patrimoniale). »

Demandes :

- 5.1 Veuillez valider la compréhension de la Régie à l'effet que le Distributeur serait en mesure de rappeler des quantités d'énergie pour la période d'hiver au-delà de la date de préavis limite fixée pour cette même période, soit le 15 septembre (références (i) et (ii)).
- 5.2 Veuillez valider la compréhension de la Régie à l'effet que les rappels d'énergie de février 2015 ont été effectués afin de combler des besoins attribuables aux conditions météorologiques exceptionnelles de l'hiver 2014-2015, lesquelles ne pouvaient être prévues en septembre 2014 (références (iii) et (iv)).
- 5.3 Compte tenu des conditions météorologiques exceptionnelles de l'hiver 2014-2015 et des conséquences sur la gestion des bâtonnets patrimoniaux, lesquels ont nécessité des rappels d'énergie pour décembre 2015, veuillez élaborer sur le fait que le Distributeur ne planifie pas cette même stratégie pour décembre 2016 (référence (iv)).

6. Référence : Pièce B-0099, p. 35.

Préambule :

« Dans un scénario où le Distributeur pourrait suspendre les livraisons d'électricité de ces projets d'énergie renouvelable, il pourrait accroître l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale et devrait avoir recours à davantage d'énergie et de puissance en hiver à partir d'une combinaison de moyens à sa disposition (notamment la centrale de TCE, les retours d'énergie différée, le contrat cyclable, les marchés de court terme et les mesures d'efficacité énergétique). »

La Régie veut évaluer un scénario hypothétique où, le Distributeur n'aurait pas eu ces projets d'énergie renouvelable en activité et aurait dû acheter la puissance et l'énergie correspondante, aux fins de comparaison des coûts, toutes choses égales par ailleurs.

Demande :

6.1 Veuillez chiffrer ces coûts d’approvisionnement en remplacement de l’électricité de ces projets d’énergie renouvelable, selon ce scénario hypothétique, pour 2014, 2015 et 2016, en expliquant vos hypothèses.

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

7. Références : (i) Pièce B-0027, p. 5 et rapports annuels 2010 à 2014;
 (ii) Pièce B-0027, p. 8 et rapports annuels 2010 à 2014.

Préambule :

(i) Le tableau suivant présente l’évolution des salaires de base sur la période 2010 à 2016.

Évolution des salaires de base sur la période 2010 à 2016

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisé et ajusté)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2010	507,2	488,4	479,3	(27,9)	(5,5 %)
2011	489,6	500,8	466,7	(22,9)	(4,7 %)
2012	490,6	478,9	447,8	(42,8)	(8,7 %)
2013	475,7	439,4	422,2	(53,5)	(11,2 %)
2014	432,9	422,6	404,7	(28,2)	(6,5 %)
2015	428,6	425,5		3,1	0,7%
2016	437,3				

Sources: Pièce B-0027, p. 5; pièce B-0178, p. 4; rapports annuels 2011 à 2014, pièce HQD-2, document 3, p.5; et rapport ann pièce HQD-12, document 1, p. 4.

La Régie observe une surestimation moyenne des salaires de base, entre le montant autorisé et le réel, de 35,1 M\$ sur la période 2010 à 2014, malgré les réductions demandées par la Régie dans ses décisions précédentes.

(i) Le tableau suivant présente l’évolution des équivalents temps plein (ETC) du Distributeur sur la période 2010 à 2016.

Évolution des ETC du Distributeur sur la période 2010 à 2016

<i>(en ETC)</i>	<i>Année témoin (autorisé et ajusté)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2010	7 829		7 630	(199)	(2,5 %)
2011	7 531		7 363	(168)	(2,2 %)
2012	7 371		6 905	(466)	(6,3 %)
2013	7 097		6 367	(730)	(10,3 %)
2014	6 387		6 037	(350)	(5,5 %)
2015	6 085	5 997		88	1,4%
2016	5 905				

Sources: Pièce B-0027, p.89; rapports annuels 2010 à 2014, pièce HQD-10, document 1, p. 3.

La Régie observe une surestimation moyenne des ETC, entre le montant autorisé et le réel, de 382 ETC sur la période 2010 à 2014.

Demandes :

- 7.1 Veuillez commenter sur la surestimation moyenne des salaires de base, entre le montant projeté/autorisé et le réel, de 35,1 M\$ sur la période 2010 à 2014. Veuillez confirmer que cet écart moyen provient de gains d'efficacité et aussi de prévisions conservatrices. Veuillez élaborer.

- 7.2 Veuillez commenter sur la surestimation moyenne des ETC, entre le montant projeté/autorisé et le réel, de 382 ETC sur la période 2010 à 2014. Veuillez confirmer que cet écart moyen provient de gains d'efficacité et aussi de prévisions conservatrices. Veuillez élaborer.

COÛTS CAPITALISÉS

- 8. Références :** (i) Pièce B-0031, p. 5, tableau 1;
(ii) Pièce B-0099, p. 48 et 49.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, le détail des coûts capitalisés aux projets d'investissement du Distributeur.

**TABLEAU 1 :
COÛTS CAPITALISÉS (M\$)**

Description	Année historique 2014	2015		Année témoin 2016
		D-2015-018	Année de base	
Prestations de travail	(284,2)	(283,5)	(280,9)	(260,1)
<i>Activités de base</i>	(224,4)	(230,2)	(221,6)	(230,1)
<i>Activités de base avec facteur d'indexation particulier et éléments spécifiques</i>	(59,8)	(53,3)	(59,3)	(30,0)
Gestion de matériel	(37,1)	(45,3)	(43,5)	(43,9)
Coûts capitalisés	(321,3)	(328,8)	(324,4)	(304,0)

(ii) En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur explique que :

« Le montant de 274,0 M\$ correspond, quant à lui, à l'évaluation du Distributeur des coûts capitalisés liés aux activités de base, soit :

- un montant de 230,1 M\$ pour les prestations de travail;
- un montant de 43,9 M\$ lié à la gestion de matériel.

Le Distributeur tient à rappeler que ces prévisions des coûts capitalisés liés aux activités de base sont établies en fonction des besoins du réseau et des travaux planifiés aux investissements, considérant la force de travail interne disponible, et non en fonction de la formule paramétrique.

[...]

Comme le montre le tableau R-17.1, les coûts capitalisés liés aux activités de base induits par la formule sont de 285,0 M\$, et non de 280,8 M\$ comme présenté à la référence (ii). Initialement, le Distributeur avait inclus dans son calcul des gains d'efficacité découlant d'actions de gestion courante (cible de 1,5 %) pour un montant de 4,2 M\$.

Conséquemment, l'écart de 11,0 M\$ entre les coûts capitalisés liés aux activités de base induits par la formule paramétrique de 285,0 M\$ et ceux prévus par le Distributeur de 274,0 M\$ crée une pression sur l'enveloppe des charges d'exploitation du même montant et contribue au fait que le Distributeur n'est pas en mesure de remettre des gains d'efficience supplémentaires de 1,5 % découlant d'actions de gestion courante pour l'année témoin 2016. »

Demande :

- 8.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie : si les coûts capitalisés étaient de l'ordre de 285,0 M\$ au lieu de 274,0 M\$ en 2016, l'impact sur les revenus requis 2016 représente une baisse additionnelle de 11,0 M\$ des charges d'exploitation demandées pour l'année témoin 2016. Veuillez expliquer.

FRAIS D'ADMINISTRATION

9. **Référence :** Pièce C-UC-0008, p. 13 et 14.

Préambule :

« Une autre raison d'être alléguée des « frais d'administration », est le financement des sommes impayées. Selon UC, cette raison d'être est infondée.

En effet, tous les besoins de financement du Distributeur sont déjà pris en compte par la rémunération de l'encaisse réglementaire qui fait partie de la base de tarification :

« L'encaisse réglementaire représente le niveau d'encaisse théorique nécessaire au Distributeur afin de financer ses activités courantes jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir lui permettant de récupérer les sommes avancées. Comme prévu à l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie, l'encaisse réglementaire est incluse dans la base de tarification et rémunérée au même titre que les autres actifs composant la base de tarification et contribuant à réaliser les activités de l'entreprise. [...] »

L'encaisse est calculée selon la méthodologie lead/lag, reconnue dans le domaine de la réglementation et autorisée par la Régie. La méthodologie lead/lag consiste en une étude des délais nets de perception des comptes à recevoir et de paiement des dépenses, ces délais nets étant ensuite appliqués aux dépenses d'opération courantes afin de dégager pour chacune d'elles un niveau d'encaisse théorique. » [souligné par UC]

Ainsi, de dire que les « frais d'administration » sont nécessaires pour combler des besoins de financement est tout simplement faux. Loin d'être nécessaires afin de combler un manque à gagner, les « frais d'administration » génèrent plutôt des rendements exorbitants sur les sommes

immobilisées, et deviennent une activité dont la rentabilité ferait l'envie de plusieurs. À titre illustratif, UC fournit l'analyse suivante :

Puisque le taux de rendement demandé sur la base de tarification pour 2016 est de 7,04 %, le Distributeur récolte donc 21,44 % d'intérêts sur ses comptes en souffrance, soit 7,04 % pour la rémunération de l'encaisse réglementaire, auxquels s'additionnent 14,40 % de frais d'administration pour un total de 21,44 %.

Ainsi, pour chaque 100 \$ immobilisé à financer des comptes en souffrance, le Distributeur récolterait 121,44 \$ l'année suivante. Sur ces 121,44 \$, 4,17 \$ sont nécessaires pour récupérer le coût du financement de la dette, étant donné la structure de capital présumée, composée de 65 % de dette et de 35 % « d'équité ». Une fois le capital de 100 \$ remboursé, l'actionnaire sera donc en droit de recevoir 17,27 \$ en rendement pour un investissement initial de 35 \$. Le rendement annuel de l'actionnaire sur les activités de financement des comptes impayés serait donc de 49,34 %. Selon UC, il s'agit d'un taux astronomique pour un placement sans risque, car les mauvaises créances sont également récupérées dans les tarifs des usagers.

Le problème de cette « double compensation » par l'application d'un rendement sur l'encaisse réglementaire et l'application de « frais d'administration » est connu et considéré comme une mauvaise pratique réglementaire, selon l'expert Roger D. Colton :

« 1. Preventing Double Compensation.

Even when a utility is conceptually justified in charging a late fee to cover the carrying costs associated with delinquent payments, regulators should ensure that the company is not double-compensated for those costs. Double compensation would occur if the utility were to collect the carrying costs first through its working capital adjustment and then again through a late payment charge.

A utility's working capital requirement takes into consideration the elapsed time between when a utility incurs an expense in providing service and the time that the utility is able to recover that expense through receipt of billed revenue. Examples of expenses which contribute to working capital requirements include payments for fuel, insurance and the « *like.* » »

Demandes :

- 9.1 Veuillez commenter l'affirmation d'UC à l'effet qu'il y a un problème de « double compensation » par l'application d'un rendement sur l'encaisse réglementaire.
- 9.2 Veuillez commenter l'affirmation d'UC à l'effet que l'application de « frais d'administration » est connu et considéré comme une mauvaise pratique réglementaire selon l'expert Roger D. Colton.

9.3 Le cas échéant, veuillez quantifier l'impact de cette « double compensation » sur les revenus requis 2016. Veuillez expliquer et fournir le détail de vos calculs.

DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0038, p. 15 et 16;
 - (ii) Pièce B-0038, p.28 et 29;
 - (iii) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2015-018/Regie_LtrSuiviRencontre_18juin2015.pdf

Préambule :

(i) « En réponse à la demande de la Régie, le Distributeur présente au tableau 9 un historique sur cinq ans des nouveaux abonnements, des investissements en alimentation des abonnés et des coûts par nouvel abonné, de même que le montant autorisé pour 2015, celui de l'année de base et celui de l'année témoin.

**TABLEAU 9 :
 ÉVOLUTION DES NOUVEAUX ABONNEMENTS ET DES INVESTISSEMENTS
 POUR L'ALIMENTATION DES ABONNÉS**

	Année historique	Année historique	Année historique	Année historique	Année historique	Autorisé D-2015-018	Année de base	Année témoin
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015	2016
Investissements (M\$)	205,4	208,5	183,9	173,6	177,2	178,3	157,3	157,3
Nouveaux abonnements	49 172	46 081	45 773	43 816	36 770	36 500	36 500	36 200
Coûts par nouveaux abonnés	4 177	4 525	4 018	3 962	4 819	4 885	4 310	4 345

Le Distributeur souligne qu'il est difficile de comparer les coûts unitaires de ces investissements en raison de leur caractère spécifique. En effet, plusieurs facteurs doivent être pris en compte lors d'analyses comparatives, par exemple les spécifications des équipements requis ou choisis en lien avec le type de travaux aériens ou souterrains à réaliser, les types d'équipements installés, les conditions climatiques de même que l'étendue du territoire québécois, jumelée à l'obligation de desservir. Pour cette raison, le Distributeur ne croit pas qu'une analyse comparative des coûts unitaires permette d'apprécier le caractère juste et raisonnable des investissements. » [nous soulignons]

(ii) « Les premiers résultats montrent qu'un type d'indicateur qui mériterait de faire l'objet d'analyses plus poussées est le montant des investissements annuels en distribution, global ou par catégories (maintenance et croissance), sur la valeur de l'ensemble des actifs en exploitation. First Quartile produit sur une base régulière ce type d'indicateur pour d'autres entreprises de services publics, mais le Distributeur ne lui a jamais fourni d'information à cet égard.

Toutefois, l'introduction de nouveaux indicateurs de balisage, comme ceux produits par First Quartile, doit respecter certaines conditions. Notamment, il est primordial de bien comprendre la

nature des informations fournies par les autres distributeurs. Il faut s'assurer que l'information fournie soit comparable d'un distributeur à l'autre. Aussi, la production des indicateurs requiert-elle d'adapter les informations internes du Distributeur par une série d'ajustements afin d'assurer leur comparabilité. Cette analyse doit être effectuée avant d'introduire un nouvel indicateur.

Étant donné ce qui précède, le Distributeur propose de poursuivre ses évaluations au cours de la prochaine année et de faire état de ses conclusions à la Régie dans le dossier tarifaire 2017-2018. » [nous soulignons]

(iii) « *Par ailleurs, la Régie retient également que le Distributeur, dans la mesure du possible, s'assurera que les informations suivantes seront déposées dans le dossier de l'année tarifaire 2016-2017 :*

- [...]
- *Indicateurs de performance relatifs aux investissements par rapport à l'indice de continuité et /ou sur la durée moyenne des pannes et par rapport aux inducteurs de coûts. Selon qu'il s'agisse d'investissements pour le maintien des actifs ou la croissance de la demande, ces inducteurs de coûts pourront être par exemple le kilométrage total de réseau ou seulement celui qui est ajouté, le nombre total d'abonnés ou les nouveaux abonnements, la charge totale ou l'augmentation de la charge et les nouvelles ventes transitant par le réseau.*
- *Évolution sur cinq ans de ces indicateurs de performance pour le Distributeur et si possible, un balisage avec des distributeurs comparables. » [nous soulignons]*

Demandes :

- 10.1 Veuillez préciser si les inducteurs de coûts soulignés à la référence (iii), ou une combinaison de ceux-ci, pourraient constituer des éléments pertinents aux fins d'apprécier le caractère juste et raisonnable des investissements. Veuillez élaborer.
- 10.2 Veuillez expliquer en quoi l'indicateur « Montant des investissements annuels en distribution, global ou par catégories (maintenance et croissance), sur Valeur de l'ensemble des actifs en exploitation » pourrait répondre aux préoccupations de la Régie.
- 10.3 Veuillez préciser si d'autres indicateurs relatifs aux investissements sont produits et utilisés dans le cadre du balisage First Quartile. Si oui, veuillez les présenter en définissant leurs éléments constitutifs.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET GESTION DE LA DEMANDE À LA POINTE

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0099, p.64;
 - (ii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0038, p. 10.

Préambule :

(i) « *L'évaluation du potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes, complétée en 2013, démontre qu'il n'y a pas de potentiel d'économie d'énergie électrique ou de mazout pour la mesure pompe à chaleur aux Îles-de-la-Madeleine.* »

(ii) « *Tant pour l'électricité que pour le mazout, les mesures les plus importantes touchent d'abord le chauffage des locaux, dont plusieurs sont liées à l'amélioration de l'enveloppe du bâtiment et à la modification du système de chauffage. On retrouve notamment les mesures qui visent la réisolation des bâtiments, le chauffage solaire de l'air, la géothermie et le chauffage à la biomasse. Ces mesures ont la particularité d'avoir une durée de vie longue entraînant un coût unitaire réduit des mesures. En pratique, la viabilité à long terme du chauffage solaire serait à démontrer dans les conditions climatiques (air salin) des îles. Pour le chauffage à la biomasse, l'hypothèse de la disponibilité de la matière première a été retenue. Cette hypothèse devra toutefois être validée lors de l'évaluation du potentiel commercial de la mesure. Quant au chauffe-eau solaire, le PTÉ considère un coût plus faible que celui sur le marché actuel et la viabilité à long terme de cet équipement dans l'air salin des îles ainsi que les exigences de nettoyage des capteurs sont des éléments qui peuvent affecter le potentiel réalisable de cette mesure.* »

Demandes :

La Régie constate qu'il n'a pas été démontré en 2013 qu'il n'y avait pas de potentiel technico-économique pour les pompes à chaleur air-air aux Îles-de-la-Madeleine, mais plutôt qu'il n'y a pas eu d'analyse de ce potentiel. Veuillez répondre aux questions suivantes :

- 11.1 Veuillez indiquer le rendement saisonnier typique d'une chaudière ou d'une fournaise au mazout aux Îles-de-la-Madeleine.
- 11.2 Veuillez indiquer le rendement saisonnier de conversion du mazout en électricité après pertes dans le réseau aux Îles-de-la-Madeleine.
- 11.3 Veuillez indiquer le coefficient de performance saisonnier typique que l'on peut attendre des pompes à chaleur efficaces sur une saison de chauffage aux Îles-de-la-Madeleine.

11.4 Veuillez élaborer sur les économies de mazout générées par les pompes à chaleur par rapport au chauffage au mazout, d'une part, et par rapport à la plinthe électrique, d'autre part.

- 12. Références :**
- (i) Pièce B-0099, p.69;
 - (ii) Pièce B-0099, p.70.

Préambule :

(i) « La valeur de 0,9 kW mentionnée à la référence (iv) résulte du mesurage effectué durant le projet pilote d'interruption des chauffe-eau. En termes d'approvisionnement, elle constitue la valeur brute de l'effacement, de laquelle une réserve de fiabilité équivalente à 20 % doit être soustraite. Ces nouvelles informations viennent confirmer la valeur de 0,7 kW utilisée aux fins des tests économiques de l'éventuel programme Charges interruptibles résidentielles. [...] Le Distributeur souligne que les gains réfèrent toujours à un parc de chauffe-eau diversifié et non uniquement à des chauffe-eau à deux éléments. »

(ii) « Le Distributeur maintient le programme Chauffe-eau à 3 éléments parce qu'il est rentable. »

Demandes :

- 12.1 Veuillez indiquer le pourcentage de chauffe-eau autres qu'à deux éléments qui faisaient partie du projet pilote ayant permis d'établir la valeur d'effacement de 0,9 kW.
- 12.2 Veuillez fournir la puissance moyenne installée par chauffe-eau du projet-pilote ayant permis de déterminer la valeur d'effacement de 0,9 kW.
- 12.3 Veuillez fournir la valeur d'effacement qui a été observée pour les seuls chauffe-eau à 2 éléments faisant partie du projet pilote ayant permis de déterminer la valeur moyenne d'effacement de 0,9 kW
- 12.4 Considérant qu'un parc de chauffe-eau diversifié a une contribution à la pointe équivalente à seulement 0,9 kW ou 0,7 kW par chauffe-eau selon que l'on applique ou non une réserve de fiabilité, veuillez démontrer comment l'installation d'un 3^e élément de 800 W dans un chauffe-eau dont les éléments plus puissants peuvent se mettre en marche en cas de soutirages importants, est rentable.

13. Référence : Pièce B-0099, p.73 à 77.

Préambule :

Dans la réponse à la question 27.3, le Distributeur explique que pour l'hiver 2015-2016, il y aura les 368 participants du projet-pilote de chauffe-eau interruptibles au lieu des 40 000 anticipés :

« [...] le contexte d'élaboration du nouveau plan stratégique amène le Distributeur à se repositionner sur la meilleure stratégie à mettre en place afin d'atteindre les objectifs qu'il s'est fixés dans ce marché. Ce repositionnement implique qu'il n'y aura pas de participants à ce programme à l'hiver 2015-2016. »

Il indique à la fin de sa réponse à la question 27.9 que *« Pour l'hiver 2016-2017, aucun changement n'est prévu en ce qui touche l'impact en puissance. »*

Dans le tableau R-27.9 et dans la réponse à la question 27.10, il indique qu'aucune des nouvelles interventions en efficacité énergétique visant la gestion de la pointe (GDP) ne seront couvertes par une option tarifaire comme le tarif DT ou les tarifs interruptibles offerts en moyenne puissance ou au tarif L. Il précise, en réponse à 27.13, que :

« La GDP est un des axes de l'efficacité énergétique. Pour l'instant, les nouvelles interventions en GDP dont, à court terme, les programmes Charges interruptibles résidentielles et Charges interruptibles – Bâtiments, visent une clientèle nombreuse et nécessitent des efforts de promotion importants. C'est pourquoi ces programmes sont considérés comme des interventions commerciales en efficacité énergétique et non des options tarifaires inscrites aux Tarifs. »

Dans la réponse 27-9, le Distributeur indique que les compensations financières versées aux participants des nouveaux programmes ne feront pas partie des budgets d'efficacité énergétique. Il explique que :

« Les compensations financières annuelles (8,8 M\$ en 2016) versées directement aux clients participants sont inscrites aux budgets des approvisionnements (pièce HQD-6, document 1 [B-0023]), à l'instar des crédits fixes versés aux clients ayant adhéré aux options tarifaires d'électricité interruptible (11,1 M\$), puisqu'il s'agit de moyens d'approvisionnement sous le contrôle du Distributeur. » [nous soulignons]

Demandes :

13.1 Veuillez élaborer sur le niveau d'avancement du repositionnement stratégique du Distributeur à l'égard du programme de chauffe-eau interruptible, sur la date de début de déploiement de cette mesure, et sur les probabilités d'atteindre 100 000 participants au 1^{er} décembre 2016.

- 13.2 Considérant que les nouvelles interventions en GDP sont considérées comme des programmes commerciaux en efficacité énergétique et non comme des options tarifaires, veuillez justifier pourquoi le fait que la mesure soit sous le contrôle du Distributeur empêche d'inclure les compensations financières au budget d'efficacité énergétique.
- 13.3 Dans la mesure où les nouvelles interventions en GDP sont considérées comme des programmes commerciaux en efficacité énergétique mais que les compensations financières de ces nouveaux programmes font partie des budgets des approvisionnements à l'instar des crédits fixes versés aux clients ayant adhéré aux options tarifaires d'électricité interruptible, veuillez indiquer si le Distributeur a l'intention de présenter une modification des « Tarifs » pour inclure les modalités de ces compensations qui toucheront 100 000 clients. Si oui, veuillez préciser quand. Sinon, veuillez élaborer sur les raisons.
- 13.4 Veuillez déposer une mise à jour du budget et des impacts des PGEÉ 2015 et 2016 compte tenu des nouvelles données, et le cas échéant d'une révision de l'objectif de 100 000 participants.
- 13.5 Veuillez préciser l'impact de cette mise à jour sur le revenu requis 2016.

- 14. Références :**
- (i) Pièce D-0005, p.1;
 - (ii) Pièce D-0002, p.6;
 - (iii) Pièce D-0005, p.2;
 - (iv) <http://www.propane.ca/fr/propane> consultée le 20 novembre 2015;
 - (v) Pièce B-0042, p.22.

Préambule :

(i) « Nous fournissons les informations pour les constructions neuves de l'OMHK au cours des dernières années. Plus de 90% de la construction résidentielle annuelle est réalisée par l'OMHK. Nous n'avons pas les données pour les autres organisations de la région ni pour le gouvernement du Québec.

- Éclairage : 60 % assuré par plafonnier LED 9.4 watts certifié Energy Star
35 % par ampoules fluo-compactes 23 watts certifié Energy Star
/5 % tubes fluorescents 17 watts
- Chauffage : Fournaise à combustion (mazout)
- Ventilation/récupération : Échangeurs d'air certifiés Energy Star
- Électroménagers :
 - Cuisinière : Électrique, consommation selon EnerGuide : 574 kWh/an
 - Réfrigérateur : Électrique, certifié Energy Star
 - Les autres appareils ne sont pas fournis
- Production eau chaude : À combustion (mazout). »

(ii) « *En 2011, il y avait 3,8 personnes par ménage au Nunavik par rapport à 2,3 pour l'ensemble du Québec. En fait, plus de 51 % des 3 135 ménages du Nunavik avaient déclaré qu'il y avait quatre personnes ou plus dans leur ménage, par rapport à un peu plus de 18 % pour l'ensemble du Québec.* »

(iii) « [...] *le propane n'étant pas approprié à la région : difficulté et danger pour le transport et l'entreposage et perte importante d'efficacité par températures froides.* »

(iv) « *Le point d'ébullition particulièrement bas du propane (-40 °C) lui confère l'avantage de pouvoir être utilisé même pendant les hivers les plus rigoureux. [...] Le propane liquide bout (passage de l'état liquide à l'état gazeux) à -44 °F (-42,2 °C).* »

(v) « *Par ailleurs, aux Îles-de-la-Madeleine, comme dans les autres réseaux autonomes alimentés par une centrale thermique, le programme Utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) continue d'être offert aux clients. Dès l'automne 2015, les aides financières et les modalités du PUEÉ seront adaptées afin d'élargir le programme à l'usage du propane au marché Résidentiel. En 2016, ce volet Propane du PUEÉ sera également offert à la clientèle commerciale des Îles-de-la-Madeleine.* » [nous soulignons]

Demandes :

- 14.1 Veuillez indiquer s'il est possible de combler avec 30 kWh/jour les besoins de la résidence et des appareils décrits en référence (i), avec 4 à 6 occupants, et avec une sècheuse et une laveuse électriques performantes du marché.
- 14.2 Veuillez clarifier la question de l'offre de propane au Nunavik, telle que mentionnée en référence (v).
- 14.3 Veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'informations sur les usages du propane dans les résidences dans les autres régions nordiques du Canada. Si oui, veuillez les déposer.

STRATÉGIE TARIFAIRE

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0088, p. 5;
 - (ii) Pièce B-0051, p. 18;
 - (iii) Pièce C-UPA-0008, p. 9;
 - (iv) Pièce C-UPA-0008, p. 24;
 - (v) Pièce B-0088, p. 5.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur fournit au tableau R-1.1 les informations demandées pour la clientèle agricole aux tarifs D et DM pour la période allant du 1er janvier au 31 décembre 2014.* »

**TABLEAU R-1.1 :
 ABONNEMENTS AUX TARIFS D ET DM DE LA CLIENTÈLE AGRICOLE - 2014**

Consommation annuelle (kWh)	Nombre d'abonnements	%	% cumulatif	GWh consommés	GWh facturés en 1 ^{re} tranche	GWh facturés en 2 ^e tranche	kW facturés en hiver	kW facturés en été
Moins de 4 999 kWh/an	6 523	17%	17%	12	11	1	101	337
De 5 000 à 9 999 kWh/an	4 724	12%	29%	36	31	5	1 611	1 121
De 10 000 à 14 999 kWh/an	4 765	12%	41%	59	44	16	301	833
De 15 000 à 19 999 kWh/an	3 977	10%	52%	69	40	29	953	2 570
De 20 000 à 29 999 kWh/an	5 356	14%	65%	131	56	75	1 659	5 398
De 30 000 à 49 999 kWh/an	4 925	13%	78%	187	53	134	2 721	8 126
De 50 000 à 99 999 kWh/an	4 423	11%	89%	318	49	269	9 689	26 311
De 100 000 à 249 999 kWh/an	3 637	9%	99%	533	41	493	38 198	94 854
De 250 000 à 499 999 kWh/an	394	1%	100%	126	5	122	50 263	113 566
500 000 kWh/an et plus	57	0%	100%	41	1	40	31 643	63 574
Total	38 781	100%		1 513	330	1 183	137 139	316 690

(ii) « En effet, les clients agricoles se retrouvent dans toutes les strates de consommation, avec 30 % des clients qui consomment annuellement moins de 10 000 kWh et 22 % des clients qui consomment plus de 50 000 kWh. En cela, cette clientèle ne forme pas un groupe spécifique et homogène, mais s'apparente plutôt à la catégorie résidentielle. Ainsi, la clientèle agricole dans son ensemble ne présente pas des caractéristiques différentes, en ce qui a trait à la consommation et aux coûts, de celles de la clientèle résidentielle qui pourraient justifier l'introduction d'une tarification spécifique ou un prix plus faible de l'électricité. »

(iii) « Rappelons que les producteurs agricoles du Québec ont absorbé par le passé, des hausses plus importantes que pour le reste du tarif D en raison de leur profil de consommation en énergie et en puissance : 20 % entre 2007 et 2015 alors que l'augmentation moyenne des prix de l'électricité pour l'ensemble des usagers du tarif D était de 14 % pour cette même période, comme en témoigne la figure 2. L'utilisation importante de l'énergie en deuxième tranche explique en grande partie ces hausses substantielles subies par les producteurs agricoles, et dans une moindre mesure, la tarification en puissance. »

(iv) « La consommation moyenne de la clientèle agricole au tarif D pour l'année 2014 (38 518 kWh) est 2,2 fois plus élevée que celle du reste de la clientèle résidentielle (17 726 kWh). Ainsi, la proportion de kWh de la clientèle agricole au tarif D facturés en première tranche se situe à 22 % et à 78 % en deuxième tranche, contre des proportions de 49 % en première tranche et 51 % en deuxième tranche pour l'ensemble de la clientèle au tarif D. »

Demandes :

15.1 Veuillez présenter, sous la même forme et pour les mêmes tranches de consommation, l'information fournie aux 6 premières colonnes du Tableau R-1.1 de la référence (i) pour la

clientèle agricole au tarif D non facturée pour la puissance. Veuillez compléter le tableau d'une colonne indiquant le pourcentage de la consommation en 2e tranche pour chaque strate de consommation et sur une base cumulative, ainsi que le ratio hiver/été pour chaque strate de consommation.

15.2 Veuillez présenter la même information sous la même forme pour la clientèle résidentielle au tarif D non facturée pour la puissance. Veuillez commenter, à partir de ces tableaux, ce qui distingue la clientèle agricole de la clientèle résidentielle, le cas échéant.

15.3 Veuillez fournir la consommation moyenne annuelle et la consommation médiane annuelle de la clientèle agricole au tarif D non facturée pour la puissance ainsi que celle de la clientèle résidentielle au tarif D non facturée pour la puissance. Veuillez commenter ces résultats à la lumière des arguments des références (iii) et (iv).

- 16. Références :**
- (i) Pièce B-0071, p. 6;
 - (ii) Pièce B-0071, p. 17 et 18;
 - (iii) Pièce B-0071, p. 6;
 - (iv) Pièce B-0076, p. 7 et 14.

Préambule :

(i) « Comme l'objectif d'une facture minimale est de recouvrer, auprès des très petits consommateurs, davantage de coûts liés à leur abonnement, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement. De plus, dans un souci de simplification de la structure du tarif D afin d'en faciliter la compréhension, le Distributeur estime que la facture minimale pourrait prendre la forme d'un montant mensuel, plutôt que d'un nombre de kWh inclus dans le service. »

« Différents scénarios de facture minimale pourraient être examinés si la Régie retenait cette avenue comme une orientation à explorer pour le prochain dossier tarifaire. » [nous soulignons]

(ii) « L'introduction d'une facture minimale n'irait pas à l'encontre de la préoccupation émise par décret par le gouvernement du Québec à l'endroit des MFR puisque le Distributeur pourrait, sans compromettre l'objectif visé par la facture minimale, atténuer les impacts sur la clientèle, notamment les MFR, en adaptant sa stratégie d'ajustement des autres composantes. En effet, bien que le remplacement de la redevance par une facture minimale impliquerait nécessairement une hausse de l'un ou de l'autre des prix de l'énergie, le fait de faire porter davantage la hausse, qui y serait associée, sur le prix de la 2e tranche plutôt que sur celui de la 1re tranche permettrait d'augmenter la contribution aux coûts fixes des très petits clients, d'améliorer le signal de prix et de continuer d'atténuer les impacts pour les MFR. » [nous soulignons]

(iii) « Le nombre de clients touchés par l'introduction d'une facture minimale dépend des autres changements qui seraient apportés à la structure du tarif D.

À titre illustratif, le Distributeur fournit le nombre de clients touchés au moins une fois dans l'année par une facture minimale comme étudiée à la référence (ii). »

TABLEAU R-4.2 :
DISTRIBUTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF D TOUCHÉE PAR L'INTRODUCTION
D'UNE FACTURE MINIMALE SELON LES HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO DE LA RÉFÉRENCE (II)

Consommation annuelle (kWh)	Tous les clients	Clients agricoles
Moins de 4 999 kWh/an	282 884	5 785
De 5 000 à 9 999 kWh/an	120 242	1 839
De 10 000 à 14 999 kWh/an	46 357	715
De 15 000 à 19 999 kWh/an	16 190	316
De 20 000 à 29 999 kWh/an	8 516	281
De 30 000 à 49 999 kWh/an	2 113	126
De 50 000 à 99 999 kWh/an	425	49
De 100 000 à 249 999 kWh/an	41	15
De 250 000 à 499 999 kWh/an	4	2
500 000 kWh/an et plus	1	-
Total	476 773	9 128

Demandes :

- 16.1 Veuillez confirmer que le montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement énoncé à la référence (i) et utilisé au tableau de la référence (iii) a été établi sur une base mensuelle. Sinon veuillez préciser.
- 16.2 Veuillez confirmer qu'en appliquant une facture minimale basée sur une consommation mensuelle plutôt qu'annuelle, des clients qui ne sont pas de très petits consommateurs et dont la consommation permet de couvrir l'ensemble des coûts d'abonnements pourraient être touchés à la fois par la facture minimale et par la hausse du prix de l'énergie découlant du remplacement de la redevance par la facture minimale. Veuillez commenter.
- 16.3 Veuillez commenter sur l'importance relative que le Distributeur accorde au critère de simplicité par rapport au critère d'équité, dans le contexte de l'implantation d'une facture minimale en remplacement de la redevance. Veuillez élaborer sur la possibilité que le calcul de la consommation puisse être sur une base autre que mensuelle.