

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 6
DE LA RÉGIE**

**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 %.

Réponse :

1 **Le tableau R-1.1 présente l'impact tarifaire des scénarios en référence pour**
2 **les années 2016 à 2018.**

**TABLEAU R-1.1 :
IMPACTS TARIFAIRES DU
SCÉNARIO SOUS ÉTUDE PAR LA RÉGIE PAR RAPPORT AUX MODALITÉS EN VIGUEUR (M\$)**

| | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------------------------------------------------|----------------|-------------|-------------|
| | Écart | Écart | Écart |
| Revenus des ventes (sans hausse de tarif) | - | (187,2) | (20,0) |
| Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu | - | - | - |
| Revenus autres que ventes d'électricité | - | - | - |
| Ajustement - Provision réglementaire année précédente | - | 61,3 | (55,1) |
| Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis | - | (125,8) | (75,1) |
| Revenus requis | | | |
| Achats | 0,4 | (0,7) | 0,6 |
| Coûts de distribution & services à la clientèle | (186,6) | 41,0 | 40,3 |
| Revenus requis | (186,2) | 40,3 | 40,9 |
| Revenus additionnels requis 2016 | 186,2 | (166,1) | (115,9) |
| Hausse demandée - 1^{er} avril | -1,7% | 1,5% | 1,0% |
| Revenus générés par la hausse demandée | (124,9) | 111,0 | 77,4 |
| Provision réglementaire année courante | (61,3) | 55,1 | 38,5 |

3 **Comme mentionné en réponse à la question 10.1 de la demande de**
4 **renseignement n° 3 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0075),**
5 **l'écart entre les hausses tarifaires prévues selon les deux scénarios**
6 **s'explique principalement par les modalités de disposition du compte de**
7 **nivellement 2015 ainsi que par l'impact sur les revenus des ventes avant**
8 **hausse en fonction de la hausse tarifaire de l'année précédente.**

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* »

Réponse :

1 **Le compte de pass-on permet de capter tous les écarts reliés aux achats**
2 **d'électricité pour faire face à la fluctuation des besoins, tant ceux attribuables**
3 **aux conditions climatiques que ceux résultant du contexte économique. Ce**
4 **compte permet également de capter les modifications dans le déploiement**
5 **des approvisionnements ainsi que les écarts de prix relatifs aux achats**
6 **d'électricité postpatrimoniale.**

7 **Pour sa part, le compte de nivellement pour aléas climatiques capte les écarts**
8 **de revenus de transport et de distribution associés aux variations de**
9 **température seulement. Bien que distinct, ce compte est complémentaire au**
10 **compte de pass-on.**

11 **Le Distributeur n'envisage pas de fusionner ces comptes d'écarts.**

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
Prévision des abonnements par catégories de consommateurs :

| (Valeur annuelle moyenne) | (1) | (2) | (3) | (4) = (2) - (1) | (5) = (3) - (2) |
|--------------------------------|------------------|---------------|--------------|-----------------|-----------------|
| | Abonnements | | | | |
| | Année historique | Année de base | Année témoin | Croissance | |
| Catégorie de consommateurs | 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 | (1) 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 | (2) 293 928 | 289 659 | 290 975 | 291 830 | 287 135 |
| G9 | 3 659 | 3 437 | 3 293 | 3 243 | 3 630 |
| M | (3) 13 512 | 20 310 | 20 572 | 21 446 | 26 836 |
| LG | | | | | 105 |
| L | (4) 249 | 252 | 249 | 260 | 156 |
| Contrats spéciaux | 9 | 9 | 10 | 8 | 8 |
| Éclairage | (5) 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.

Réponse :

1 **Les abonnements présentés à la référence (i) sont ceux utilisés aux fins de la**
2 **prévision de la demande. Ils sont établis différemment des abonnements**
3 **présentés dans le rapport annuel. L'écart constaté ne provient que d'une**
4 **différence de définition et n'a aucun impact sur la prévision des ventes.**

5 **Pour le tarif G, l'écart s'explique principalement par le fait qu'en prévision de**
6 **la demande, les abonnements à forfaits (tarifs T) ne sont pas inclus alors**
7 **qu'ils sont comptabilisés dans le rapport annuel¹. Le Distributeur tient à**
8 **préciser qu'il ajoute néanmoins à sa prévision les ventes et les revenus**
9 **prévus pour les abonnements à forfait à la marge et que leur part est infime**
10 **comparativement au reste du tarif G.**

11 **Pour l'éclairage public, le nombre d'abonnements utilisé en prévision de la**
12 **demande représente le nombre d'installations liées à des lampadaires ou des**
13 **équipements d'éclairage. Dans le rapport annuel, à des fins de présentation,**
14 **les abonnements sont regroupés selon la structure régionale, la catégorie**
15 **d'usage, la classe de revenu, le type de tarif et le compte de contrat.**

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.

Réponse :

16 **Dans sa présentation sur la méthodologie de prévision de la demande lors du**
17 **Plan d'approvisionnement 2014-2023², le Distributeur a indiqué qu'il disposait**
18 **de modèles de prévision du nombre d'abonnements pour les secteurs de**
19 **consommation résidentiel, commercial et institutionnel et celui des petites et**
20 **moyennes entreprises industrielles. À l'exception du tarif DT, le Distributeur**

¹ Les abonnements à forfait sont comptabilisés avec les abonnements au tarif G puisqu'il s'agit de charges qui seraient facturées au tarif G advenant le mesurage de l'énergie consommée.

² Voir les pièces HQD-6, document 1 (B-0081) et A-0041.

1 répartit la prévision d'abonnements des secteurs parmi les tarifs
2 correspondant à l'aide de l'historique.

3 Ainsi, la prévision du nombre d'abonnements résidentiels est modélisée sur la
4 base de la population et des mises en chantier. Le modèle d'abonnements au
5 tarif DT intègre quant à lui la tendance historique d'effritement du parc
6 biénergie. Au tarif D, le nombre d'abonnements provient de la prévision du
7 secteur, à laquelle est soustraite celle du tarif DT.

8 La prévision du nombre d'abonnements aux secteurs commercial et
9 institutionnel et celui des petites et moyennes entreprises industrielles se fait
10 sur la base d'indices économiques. Elle est répartie entre les tarifs selon
11 l'historique des catégories G, G-9 et M et selon les transferts de clients,
12 notamment en vertu des dispositions liées à l'élimination de la dégressivité
13 des prix de l'énergie au tarif G introduites en avril 2014.

14 Pour les catégories L, LG et éclairage public, les ventes sont modélisées
15 directement, et non par l'intermédiaire du nombre d'abonnements et de la
16 consommation unitaire comme c'est le cas pour les autres catégories et
17 secteurs. Pour cette raison, le Distributeur ne fait pas de prévision du nombre
18 d'abonnements pour ces catégories et suppose un maintien de celui-ci.

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.

Réponse :

19 Parmi les variables explicatives énoncées aux références (iii) et (iv), un
20 décalage est observé pour les mises en chantier seulement. Ce décalage
21 existe entre les mises en chantier et l'apparition de nouveaux abonnements. Il
22 s'explique par le moment de construction et d'occupation des logements. Le
23 Distributeur utilise un décalage de six mois.

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).

Réponse :

24 Le Distributeur a déposé à la référence (i) la croissance d'abonnements pour
25 l'année 2016 qui résulte de mises en chantier prévues de 37 500 en 2015 et
26 40 100 en 2016, soit 38 274 abonnements pour les tarifs D et DM. En
27 appliquant à ces nouveaux abonnements la consommation unitaire estimée
28 pour 2016, sans mise à jour des conditions climatiques, sans croissance

1 économique et sans les ventes associées à la journée du 29 février 2016, le
2 Distributeur obtient une croissance estimée d'environ 640 GWh, comme il l'a
3 présenté dans sa preuve.

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.

Réponse :

4 La prévision des ventes pour 2016 aux tarifs D et DM la plus à jour, datant du
5 mois de novembre 2015 et incorporant la prévision de 34 400 mises en
6 chantier, comporte un écart de -138 GWh par rapport à l'année témoin
7 présentée dans le dossier. En raison du décalage entre les mises en chantier
8 et l'apparition de nouveaux abonnements (voir la réponse à la question 3.3), la
9 nouvelle prévision de la SCHL pour l'année 2016 n'a aucun impact sur les
10 besoins en puissance de la pointe de l'hiver 2015-2016.

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 bénéfiques 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.

Réponse :

1 **Le Distributeur souhaite d'abord commenter l'affirmation de la FCEI selon**
2 **laquelle il y a récurrence d'écarts de revenus nets des achats positifs de 2010**
3 **à 2014. Pour le dossier R-3814-2012, le Distributeur s'est doté de nouveaux**
4 **modèles de prévision, tant pour la prévision des ventes que pour celle des**
5 **revenus unitaires, et ce, dans l'optique d'utiliser le maximum d'information**
6 **des variables économiques et de ne pas avoir recours à des provisions. Dans**
7 **ce contexte, il n'est pas opportun de considérer les écarts de revenus nets**
8 **des achats avant 2013 afin de juger de la performance prévisionnelle.**

9 **Le Distributeur souligne que, contrairement à l'affirmation de la FCEI³, la**
10 **performance prévisionnelle des modèles et les écarts de revenus nets des**
11 **achats pourront être évalués puisque les améliorations apportées en continu**
12 **aux modèles ne changent en rien la méthodologie utilisée depuis le dossier**
13 **2013. Le Distributeur rappelle qu'il a présenté un plan d'évaluation de la**
14 **performance prévisionnelle lors du Plan d'approvisionnement 2014-2023⁴.**
15 **Compte tenu des aléas auxquels est soumise la prévision du Distributeur,**
16 **l'impact de ces améliorations pourra être apprécié, non pas sur une ou deux**
17 **années, mais bien sur plusieurs.**

18 **Par ailleurs, le Distributeur s'en remet à la Régie quant à la pertinence**
19 **d'introduire un compte d'écarts sur les revenus nets des achats qui capterait**
20 **les écarts entre les données réelles et autorisées.**

³ Voir la pièce C-FCEI-0015, page 6.

⁴ Voir la pièce HQD-16, document 1 (B-0081), p. 19.

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 tarification 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)).

Réponse :

1 **Après avoir transmis le préavis de retour d'énergie pour la période d'hiver (au**
2 **plus tard le 15 septembre), le Distributeur peut demander de modifier à la**
3 **hausse les retours d'énergie pour cette période. En vertu de l'article 2.2.5 des**
4 **Conventions d'énergie différée, Hydro-Québec Production peut alors, à sa**
5 **seule discrétion, accepter ou refuser en totalité ou en partie cette demande de**
6 **retours additionnels d'énergie.**

- 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)).

Réponse :

7 **Le Distributeur le confirme.**

- 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)).

Réponse :

8 **Le Distributeur rappelle que les Conventions d'énergie différée lui permettent**
9 **de procéder à des retours d'énergie seulement si les besoins en énergie le**
10 **justifient. Sur la base des besoins prévus à conditions climatiques normales**
11 **et de la contribution attendue des approvisionnements de long terme, des**
12 **retours d'énergie ne sont pas justifiés en 2016. Procéder à des retours**
13 **d'énergie sans que les besoins ne le justifient augmenterait le volume**
14 **d'électricité patrimoniale inutilisée.**

15 **Dans le cadre de la gestion opérationnelle de ses approvisionnements, le**
16 **Distributeur réévalue continuellement le besoin de procéder à des retours**
17 **d'énergie. Advenant que les premiers mois de l'année 2016 soient**
18 **caractérisés par des conditions climatiques froides et que les besoins le**

1 justifient, alors, le cas échéant, le Distributeur pourrait adresser à
2 Hydro-Québec Production une demande de retours d'énergie, notamment
3 pour le mois de décembre 2016.

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.

Réponse :

4 **Le Distributeur fournit les informations suivantes à titre illustratif seulement et**
5 **sur la base des données présentées à l'annexe A de la pièce HQD-6,**
6 **document 1 (B-0023).**

7 **Le Distributeur évalue à environ 120 M\$ la baisse des coûts**
8 **d'approvisionnement pour l'année 2016 si le Distributeur avait eu la possibilité**
9 **de ne pas prendre livraison des 1,5 TWh additionnels provenant des projets**
10 **d'énergie renouvelable en 2016 (par rapport à l'année 2015). Il aurait ainsi**
11 **évités des coûts de l'ordre de 160 M\$ et aurait remplacé ces achats**
12 **essentiellement par de l'électricité patrimoniale, pour un montant approximatif**
13 **de 40 M\$.**

14 **De la même façon, la baisse des coûts d'approvisionnement aurait été de**
15 **l'ordre de 200 M\$ pour l'année 2015 si le Distributeur avait eu la possibilité de**
16 **ne pas prendre livraison des 1,8 TWh additionnels provenant des projets**
17 **d'énergie renouvelable en 2015 (par rapport à l'année 2014), soit une baisse**
18 **approximative des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux de 250 M\$,**
19 **compensée en partie par une hausse des achats d'électricité patrimoniale de**
20 **l'ordre de 50 M\$.**

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 annuel 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

| (en ETC) | Année témoin (autorisé et ajusté) | Année de base (réel 4/12 - budget 8/12) | Année historique (réel) | Différence (réel-autorisé) | |
|----------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------|
| 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.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les écarts entre le nombre d'ETC de l'année**
 2 **témoin et celui de l'année historique, pour une année donnée, proviennent en**
 3 **majeure partie de gains d'efficacité. En effet, la prise en compte des pistes**
 4 **d'efficacité du Distributeur dans l'élaboration de ses prévisions doit se faire**
 5 **de façon prudente, celles-ci devant être mises en œuvre dans le respect des**
 6 **conventions collectives et en lien avec les enjeux organisationnels.**

7 **Par ailleurs, l'établissement de la prévision du nombre d'ETC est également**
 8 **tributaire du moment où les mouvements de personnel, tels les départs à la**
 9 **retraite, se produisent. Le tableau R-7.1 présente l'évolution des ETC pour les**
 10 **activités de base du Distributeur sur la période 2012 à 2016 en regard de**
 11 **l'évolution des années historiques prises en compte lors de l'établissement**
 12 **des années témoins.**

**TABLEAU R-7.1 :
ÉVOLUTION DES ETC POUR LES ACTIVITÉS DE BASE DU DISTRIBUTEUR
SUR LA PÉRIODE 2012 À 2016**

| Année témoin (autorisé et ajusté) | | Année historique disponible lors de l'établissement des prévisions | | Écarts (année témoin vs année historique) | |
|--------------------------------------|-------|--------------------------------------------------------------------------|-------|-------------------------------------------------|-------|
| 2012 | 7 222 | 2010 | 7 530 | (308) | -4,1% |
| 2013 | 6 866 | 2011 | 7 279 | (413) | -5,7% |
| 2014 | 6 232 | 2012 | 6 768 | (536) | -7,9% |
| 2015 | 5 585 | 2013 | 6 079 | (494) | -8,1% |
| 2016 | 5 352 | 2014 | 5 683 | (331) | -5,8% |

1 **Au moment d'établir sa prévision du nombre d'ETC d'une année témoin**
 2 **donnée, le Distributeur dispose d'une estimation de celui pour l'année de**
 3 **base en cours et du nombre réel d'ETC de l'année historique. Par exemple,**
 4 **pour établir le nombre d'ETC de l'année témoin 2012, le nombre d'ETC réel**
 5 **dont disposait le Distributeur était celui de 2010. La prévision pour l'année**
 6 **témoin 2012 reposait donc sur une réduction de 308 ETC, soit 4,1 % de moins**
 7 **que le nombre d'ETC réel de 2010.**

8 **Sur la période de 2012 à 2016, le Distributeur a établi ses prévisions du**
 9 **nombre d'ETC en tenant compte d'une réduction moyenne d'environ 400 ETC**
 10 **(-6 %) par rapport au nombre d'ETC réel de l'année historique la plus récente.**
 11 **Le Distributeur est donc d'avis que ses prévisions peuvent difficilement être**
 12 **qualifiées de conservatrices.**

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'efficience et aussi de prévisions conservatrices. Veuillez élaborer.

Réponse :

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

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'efficacité 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.

Réponse :

- 1 Le Distributeur tient à préciser que, pour l'année témoin 2016, les charges
2 d'exploitation liées aux activités de base au montant de 979,7 M\$ considèrent
3 l'ensemble des éléments suivants :
- 4 • les besoins du Distributeur pour l'année 2016, nets de la pression
5 exercée par la formule paramétrique de 11 M\$;
 - 6 • des coûts capitalisés au montant de 274,0 M\$ établis en fonction de la
7 planification des travaux aux investissements.
- 8 En effet, le fait que le Distributeur a été en mesure de présenter un niveau des
9 charges d'exploitation liées aux activités de base équivalent à celui calculé
10 par la formule paramétrique, tout en utilisant sa prévision des coûts
11 capitalisés au lieu de celle induite par la formule paramétrique théorique de
12 285,0 M\$, confirme que l'enveloppe des charges d'exploitation demandée par
13 le Distributeur intègre une réduction des charges d'exploitation de 11 M\$.

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.

Réponse :

1 **L'encaisse réglementaire représente le niveau d'encaisse théorique**
2 **nécessaire au Distributeur afin de financer ses activités courantes jusqu'au**
3 **moment de l'encaissement des comptes à recevoir lui permettant de**
4 **récupérer les sommes avancées.**

1 Le Distributeur précise toutefois que le délai d'encaissement utilisé pour
2 l'établissement de l'encaisse réglementaire consiste en un délai théorique de
3 21 jours correspondant aux conditions de paiement inscrites à la facture.
4 L'encaisse réglementaire est donc établie en supposant que tous les clients
5 paient leur facture dans le délai prescrit. Ainsi, l'encaisse réglementaire
6 n'inclut pas les sommes nécessaires au financement des comptes en
7 souffrance des clients (au-delà du délai de 21 jours).

8 Par ailleurs, les frais d'administration sont appliqués sur les sommes qui
9 demeurent impayées au-delà du délai de 21 jours. Il n'y a donc pas de double
10 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.

Réponse :

11 D'entrée de jeu, le Distributeur tient à souligner que, dans son rapport,
12 M. Roger D. Colton ne dit pas que l'application de frais d'administration est
13 une mauvaise pratique réglementaire. D'une part, dans l'extrait soumis par
14 UC, M. Colton mentionne que :

15 *Even when a utility is conceptually justified in charging a late fee to cover*
16 *the carrying cost associated with delinquent payments, regulators should*
17 *ensure that the company is not double-compensated for those costs*⁵.

18 (Nous soulignons)

19 Ainsi, selon lui, une entreprise peut être justifiée de facturer des frais
20 d'administration pour des retards de paiement, mais ces derniers ne doivent
21 pas servir à faire une « double compensation ». La réponse à la question 9.1
22 montre que cette situation n'est pas présente chez le Distributeur.

23 D'autre part, à la page 2 de son rapport, M. Colton mentionne :

24 *The primary purpose of a utility late payment charge is to compensate*
25 *the utility for expenses associated with delinquent payments. A*
26 *customer's delinquent payment of her utility bill can result in two types of*
27 *expenses to the company. The utility may first experience out-of-pocket*
28 *expenses. A second expense involves the carrying charge associated*
29 *with delinquent payments. A utility is entitled to compensation for each.*⁶

30 (Nous soulignons)

⁵ *Determining the cost-effectiveness of utility late payment charges*, Colton, Roger D., Fisher, Sheehan and Colton Public Finance and General Economics, juillet 1994, page 10. [En ligne] : <http://www.fsconline.com/downloads/Papers/1994%2007%20LATE-FEE.pdf>

⁶ *Determining the cost-effectiveness of utility late payment charges*, Colton, Roger D., Fisher, Sheehan and Colton Public Finance and General Economics, juillet 1994, page 2. [En ligne] : <http://www.fsconline.com/downloads/Papers/1994%2007%20LATE-FEE.pdf>

1 Ainsi, tout en étant autorisées à récupérer les sommes induites par les retards
2 de paiement, M. Colton mentionne aussi que les entreprises de services
3 publics doivent reconnaître la vulnérabilité de certains clients et les
4 différences entre leurs clients : « [to] prevent discrimination in the collection
5 of late payment charge, a utility must recognize the differences which exist
6 between habitual nonpayers⁷ ». À cet effet, le Distributeur aimerait rappeler
7 qu'il reconnaît que les ménages à faible revenu (MFR) peuvent avoir de la
8 difficulté à payer leurs factures à l'échéance. Ainsi, lorsqu'il en a
9 connaissance, le Distributeur tient compte des revenus de ses clients et tous
10 les MFR en difficulté de paiement peuvent bénéficier d'ententes de paiement
11 adaptées à leur situation financière, et ce, sans frais d'administration. De plus,
12 le Distributeur offre des ententes personnalisées (avec soutien) aux clients
13 MFR qui ne respectent pas les modalités d'une entente CFR (sans soutien).
14 Comme mentionné dans le dossier R-3905-2014, « si l'entente est respectée,
15 les différents frais inclus dans la dette du client [, incluant les frais
16 d'administration,] sont éliminés en même temps que la radiation de la portion
17 restante de la dette⁸ ».

18 Par ailleurs, le Distributeur est d'avis que les différents frais associés aux
19 retards de paiement doivent être assumés par les clients qui les occasionnent
20 et non pas par l'ensemble de la clientèle.

21 Le Distributeur tient aussi à noter que dans la décision D-2006-116, la Régie
22 approuvait les frais d'administration en les jugeant raisonnables et en
23 mentionnant qu'ils « doivent être comparables à ceux appliqués par les autres
24 entreprises de services publics et de télécommunications au Québec⁹ » pour
25 éviter que les clients privilégient le paiement des factures de ces entreprises.
26 La Régie ajoutait qu'il n'incombe pas au Distributeur de financer sa clientèle.

27 Enfin, le Distributeur souligne également que le rapport de M. Roger D. Colton
28 est daté de juillet 1994 et que la très grande majorité des entreprises de
29 services publics facturent encore aujourd'hui des frais d'administration ou
30 des pénalités sur les retards de paiement.

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.

Réponse :

31 Sans objet. Voir la réponse à la question 9.1.

⁷ Ibidem, page 1.

⁸ Dossier R-3905-2014, réponse à la question 3.1 de la demande de renseignement n° 5 de la Régie, pièce HQD-15, document 1.7 (B-0153), page 8.

⁹ Décision D-2006-116, page 44.

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/Suivi-D-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 2010 | Année historique 2011 | Année historique 2012 | Année historique 2013 | Année historique 2014 | Autorisé D-2015-018 2015 | Année de base 2015 | Année témoin 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.

Réponse :

1 **Le Distributeur devra choisir un indicateur qui, en plus d'être adopté par le**
2 **groupe de référence de l'industrie, doit être significatif pour lui.**

3 **Deux types de données sont fournies par les distributeurs américains pour**
4 **produire les indicateurs d'évaluation de leur performance. Dans le premier**
5 **cas, pour répondre aux exigences de la FERC¹⁰ en matière d'investissements,**
6 **les entreprises réglementées présentent les nouvelles mises en service d'une**
7 **année. Toutefois, il peut exister un décalage entre l'année (ou les années) où**
8 **un investissement est réalisé et celle où le projet est mis en service.**

9 **Aux fins visées par la Régie, le Distributeur juge plus pertinent d'utiliser le**
10 **second type de données, soit celles dites *activity based*, qui présentent les**
11 **dépenses d'investissement réalisées à chaque année. À ce jour, l'indicateur**
12 **portant sur les investissements *activity based* a comme inducteur la valeur**
13 **des actifs en exploitation. L'utilisation d'un indicateur avec un autre inducteur**
14 **ne permettrait pas de comparaison avec le groupe de référence.**

15 **De plus, il appert que les inducteurs mentionnés à la référence (iii) ne**
16 **pourraient permettre d'apprécier le caractère juste et raisonnable des**
17 **investissements, puisqu'il n'existe pas de lien direct entre le kilométrage de**
18 **réseau ajouté et les investissements totaux. En effet, ceux-ci ne découlent pas**

¹⁰ *Federal Energy Regulatory Commission.*

1 uniquement de l'ajout de lignes mais comprennent d'autres éléments, par
2 exemple, les investissements pour le renforcement du réseau ou le
3 remplacement de lignes en fin de vie utile.

4 De même, la charge totale, l'ajout de charges et les nouvelles ventes
5 transitées sur le réseau sont des inducteurs pour lesquels des
6 caractéristiques telles que le niveau de densité du réseau pourraient fausser
7 la comparaison.

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.

Réponse :

8 Le Distributeur tient d'abord à rappeler que son choix d'indicateur n'est pas
9 arrêté, qu'il poursuit toujours son analyse et qu'il fera état de ses conclusions
10 dans le prochain dossier tarifaire.

11 L'affirmation du Distributeur au premier paragraphe de la référence (ii)
12 reposait sur les éléments connus à ce moment :

- 13 • la structure de l'indicateur utilise un inducteur, la valeur des actifs en
14 exploitation, qui est en étroite relation avec les investissements ;
- 15 • la disponibilité et l'utilisation de l'indicateur pour toutes les entreprises
16 de services publics de l'échantillon sont un signe de sa valeur.

17 À la suite du dépôt du dossier tarifaire, le Distributeur a poursuivi ses
18 analyses et entrevoit que l'ajustement de ses données internes relatives aux
19 investissements pour les rendre comparables à celles des autres entreprises
20 de services publics pourrait poser plusieurs défis, notamment les différences
21 de classification des investissements avec les entreprises de comparaison.

22 Par ailleurs, First Quartile a exploré un nouvel indicateur qui a été proposé par
23 l'Association canadienne de l'électricité et développé en collaboration avec
24 plusieurs entreprises de services publics. Cet indicateur compare les charges
25 et les investissements en maintien des actifs à la valeur des actifs. Les
26 bénéfices d'un tel indicateur sont de deux ordres :

- 27 • il permet d'éviter les ajustements reliés à la comptabilisation aux
28 charges ou aux investissements, qui diffère d'une entreprise à l'autre ;
- 29 • il intègre les charges qui ont un impact direct sur la continuité de
30 service, par exemple la maîtrise de la végétation.

1 **Ces éléments font, pour le moment, partie de la réflexion du Distributeur.**
2 **D'autres éléments pourraient s'ajouter et venir alimenter les conclusions dont**
3 **le Distributeur fera part à la Régie dans le prochain dossier tarifaire.**

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.

Réponse :

4 **Aucun indicateur sur les investissements ne fait partie du balisage annuel que**
5 **First Quartile produit pour le Distributeur. En conséquence, le Distributeur n'a**
6 **pas fourni d'informations à First Quartile sur ses investissements. Il a**
7 **concentré ses analyses sur l'indicateur identifié par First Quartile comme**
8 **étant le plus utilisé généralement dans l'industrie. La recherche d'autres**
9 **indicateurs sur les investissements fait partie des travaux à venir du**
10 **Distributeur.**

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.* »

Demands :

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle qu'il n'existe pas de potentiel d'économie d'énergie**
2 **électrique pour la mesure pompe à chaleur air-air aux Îles-de-la Madeleine. En**
3 **effet, la mesure est non rentable à cause de son coût élevé, justifié par**
4 **l'installation d'un système de redistribution de chaleur, et de sa durée de vie**
5 **limitée. Ces facteurs ont été pris en considération au moment de la réalisation**
6 **du PTÉ en réseaux autonomes.**

7 **Nonobstant l'absence de rentabilité des pompes à chaleur air-air aux Îles-de-**
8 **la-Madeleine, le Distributeur soumet respectueusement que le prochain plan**
9 **d'approvisionnement, prévu à l'automne 2016, sera le forum approprié pour**
10 **examiner la question du portefeuille de mesures en réseaux autonomes. En**
11 **effet, dans sa décision D-2013-183, la Régie indiquait que « le plan**
12 **d'approvisionnement est le forum approprié pour discuter des stratégies**
13 **générales et du potentiel d'un portefeuille de mesures d'efficacité énergétique**
14 **et de gestion de la demande d'électricité sur un horizon de dix ans.¹¹ »**

11.2 Veuillez indiquer le rendement saisonnier de conversion du mazout en électricité après pertes dans le réseau aux Îles-de-la-Madeleine.

Réponse :

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

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.

Réponse :

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

¹¹ Décision D-2013-183, paragraphe 16.

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.

Réponse :

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

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.

Réponse :

2 **La totalité de l'échantillon utilisé pour établir l'impact de 0,9 kW était constitué**
3 **de chauffe-eau à deux éléments.**

4 **L'objectif du projet pilote était de mesurer, à échelle réduite, l'impact diversifié**
5 **sur le réseau de chauffe-eau contrôlés en se basant sur un échantillon**
6 **représentatif du parc de chauffe-eau électriques du Québec, par exemple en**
7 **termes de volume d'eau, de taille des ménages et de consommation horaire**
8 **d'énergie.**

9 **En 2010, le nombre de chauffe-eau électriques résidentiels au Québec a été**
10 **estimé à 2,8 millions, soit environ 90 % de tous les chauffe-eau individuels. Ce**
11 **parc est réparti à peu près à parts égales entre les chauffe-eau de 40 gallons**
12 **(180 litres) et de 60 gallons (270 litres). Les chauffe-eau à trois éléments ne**
13 **représentent qu'environ 2,7 % du parc total. En conséquence, leur présence**
14 **ou non dans l'échantillon n'aurait eu qu'un impact marginal sur la mesure**
15 **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.

Réponse :

1 **L'échantillon utilisé pour établir l'impact de 0,9 kW était composé de chauffe-**
2 **eau de 180 litres et de 270 litres, tous à deux éléments. Typiquement, la**
3 **puissance installée pour ces deux types de chauffe-eau est de 3 kW et de**
4 **4,5 kW, respectivement. Toutefois, puisque les éléments électriques ne sont**
5 **pas toujours en fonction et que, de surcroît, ils fonctionnent généralement en**
6 **alternance, il faut tenir compte de l'effacement d'un parc diversifié de chauffe-**
7 **eau, d'où la notion de « puissance diversifiée ». C'est cette puissance qui est**
8 **effacée du réseau.**

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

Réponse :

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

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.

Réponse :

10 **Voir le rapport du LTÉ *Essais terrain 2007-2008 d'un nouveau concept de***
11 ***chauffe-eau électrique à 3 éléments*, déposé en complément de réponse à la**
12 **question 6.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce**
13 **HQD-4, document 1 (B-0024) du dossier R-3748-2010¹².**

14 **L'impact du soutirage d'eau chaude sur le fonctionnement des éléments d'un**
15 **chauffe-eau à trois éléments (CE3É) est illustré aux figures 12 à 15 des**
16 **pages 12 à 14 du rapport. On y observe que l'élément de 800 W n'opère pas de**
17 **façon continue. Le soutirage moyen quotidien observé d'un chauffe-eau**
18 **(environ 190 litres) est inférieur à la capacité d'un CE3É (270 litres). Il en**
19 **résulte que les éléments de plus de 800 W sont peu utilisés et que même celui**
20 **de 800 W n'est pas utilisé en continu.**

¹² http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/12/DocPrj/R-3748-2010-B-0024-DDR-REPDDR-2011_03_15.pdf

1 Le concept de CE3É étant resté le même, les résultats de cette étude
2 demeurent toujours pertinents.

3 Considérant que l'appel de puissance à la pointe du réseau d'un chauffe-eau à
4 trois éléments est inférieur de 0,1 kW à celui d'un chauffe-eau à deux
5 éléments, l'analyse économique démontre que le programme est toujours
6 rentable pour le Distributeur.

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.

Réponse :

1 **En premier lieu, le Distributeur désire rectifier l'affirmation en préambule à**
2 **l'effet que « pour l'hiver 2015-2016, il y aura les 368 participants du projet-**
3 **pilote de chauffe-eau interruptibles au lieu des 40 000 anticipés ». En effet, le**
4 **projet pilote s'est déroulé à l'hiver 2014-2015 et s'est conclu par le dépôt du**
5 **rapport déposé en réponse à la question 7.1 de la demande de**
6 **renseignements n°1 du RNCREQ à l'annexe A de la pièce HQD-16,**
7 **document 7 (B-0083). Il n'y a donc pas de participants (employés ou non)**
8 **prévus pour l'hiver 2015-2016 dans le cadre du programme *Charges***
9 ***interruptibles résidentielles*, comme l'indique le Distributeur dans sa réponse**
10 **à la question 27.3 citée en préambule.**

11 **Par ailleurs, le Distributeur souligne que le Plan stratégique d'Hydro-Québec**
12 **est en cours d'élaboration et il n'est pas en mesure de donner davantage**
13 **d'informations sur la stratégie à retenir pour atteindre les objectifs qu'il s'est**
14 **fixés. Toutefois, le Distributeur est confiant d'atteindre l'objectif de 100 000**
15 **chauffe-eau pour l'hiver 2016-2017.**

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.

Réponse :

16 **Le Distributeur a identifié le programme *Charges interruptibles résidentielles***
17 **comme un des moyens de gestion de ses besoins en puissance. Ainsi, par**
18 **souci de cohérence, les compensations financières versées aux clients**
19 **adhérant aux programmes de charges interruptibles résidentielles et CI sont**
20 **intégrées aux budgets des approvisionnements, à l'instar des crédits fixes**
21 **versés aux clients adhérant aux options tarifaires d'électricité interruptible.**

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.

Réponse :

1 **Non, car pour l'instant, les nouvelles interventions en GDP sont considérées**
2 **comme des programmes commerciaux, pour les raisons invoquées à la**
3 **réponse à la question 27.13, citée en préambule.**

4 **Voir également la réponse à la question 13.2.**

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.

Réponse :

5 **Le budget du programme *Charges interruptibles résidentielles* pour**
6 **l'implantation de 40 000 contrôles de chauffe-eau en 2015 était de 12 M\$,**
7 **incluant l'exploitation du programme. Ce montant apparaît au tableau A-1 de**
8 **la pièce HQD-10, document 1 (B-0042). Il n'inclut pas les compensations**
9 **financières versées aux clients, lesquelles sont inscrites aux budgets des**
10 **approvisionnements.**

11 **Puisque le programme fait l'objet d'un repositionnement et qu'il n'y aura pas**
12 **de participants à l'hiver 2015-2016, la somme requise est à présent estimée à**
13 **1 M\$.**

14 **Le budget pour l'implantation de 100 000 contrôles de chauffe-eau en 2016 est**
15 **toujours de 26 M\$, comme il apparaît à ce même tableau A-1.**

13.5 Veuillez préciser l'impact de cette mise à jour sur le revenu requis 2016.

Réponse :

16 **Le Distributeur estime une baisse de ses revenus requis 2016 de l'ordre de**
17 **5,6 M\$, dont un montant de 3,9 M\$ à titre de coûts d'approvisionnement.**

18 **Le Distributeur rappelle que tout écart entre les coûts d'approvisionnement**
19 **constatés et ceux reconnus par la Régie est versé au compte de *pass-on* et**
20 **par conséquent pris en compte ultérieurement dans les tarifs.**

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.

Réponse :

1 **Un seuil de 30 kWh/jour est largement suffisant pour couvrir les besoins de la**
2 **résidence tels qu'ils sont décrits à la référence (i). En effet, les nouveaux**
3 **abonnements entre 2008 et 2014 au secteur résidentiel au Nunavik ont**
4 **consommé en moyenne 5 100 kWh en 2014, soit 14 kWh par jour, et 95 % ont**
5 **consommé moins que 11 000 kWh, soit une consommation quotidienne**
6 **moyenne inférieure à 30 kWh. De plus, sur les quatre mois où la**
7 **consommation est la plus élevée de l'année (mois d'hiver), 90 % des**
8 **nouveaux abonnements comblent leurs besoins avec moins de 30 kWh par**
9 **jour.**

14.2 Veuillez clarifier la question de l'offre de propane au Nunavik, telle que mentionnée en référence (v).

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignements n° 2 du**
11 **GRAMÉ à la pièce HQD-15, document 7 (B-0094) du dossier R-3854-2013. Le**
12 **Distributeur souligne que sa décision de ne plus offrir d'aide financière au**
13 **propane prenait aussi en compte certaines préoccupations du milieu à l'égard**
14 **de la présence du propane dans les villages du Nunavik.**

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.

Réponse :

15 **Le Distributeur ne possède pas ces informations.**

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.

Réponse :

- 1 **Les tableaux R-15.1-A à R-15.1-C fournissent les informations demandées**
2 **pour les clients agricoles, de mêmes que celles des clients résidentiels.**

**TABLEAU R-15.1-A :
ABONNEMENTS AU TARIF D DE LA CLIENTÈLE AGRICOLE
DONT LA PUISSANCE N'EST PAS FACTURÉE – 2014**

| Consommation annuelle (kWh) | Nombre d'abonnements | % | % cumulatif | GWh consommés | GWh facturés en 1 ^{re} tranche | GWh facturés en 2 ^e tranche | kWh en 2 ^e tranche % | % cumulatif | ratio hiver/été |
|-----------------------------|----------------------|-------------|-------------|---------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------|-------------|-----------------|
| Moins de 4 999 kWh/an | 6 508 | 18% | 18% | 12 | 11 | 1 | 5% | 5% | 1,6 |
| De 5 000 à 9 999 kWh/an | 4 698 | 13% | 31% | 36 | 30 | 5 | 14% | 12% | 1,6 |
| De 10 000 à 14 999 kWh/an | 4 719 | 13% | 44% | 59 | 43 | 15 | 26% | 20% | 1,6 |
| De 15 000 à 19 999 kWh/an | 3 925 | 11% | 54% | 68 | 39 | 29 | 42% | 29% | 1,7 |
| De 20 000 à 29 999 kWh/an | 5 234 | 14% | 69% | 128 | 55 | 73 | 57% | 41% | 1,8 |
| De 30 000 à 49 999 kWh/an | 4 744 | 13% | 81% | 180 | 51 | 129 | 72% | 52% | 1,7 |
| De 50 000 à 99 999 kWh/an | 4 126 | 11% | 93% | 296 | 45 | 251 | 85% | 65% | 1,2 |
| De 100 000 à 249 999 kWh/an | 2 644 | 7% | 100% | 360 | 29 | 331 | 92% | 73% | 1,1 |
| De 250 000 à 499 999 kWh/an | 7 | 0% | 100% | 2 | 0 | 2 | 96% | 73% | 1,0 |
| 500 000 kWh/an et plus | - | 0% | 100% | - | - | - | - | 73% | - |
| Total | 36 605 | 100% | | 1 141 | 305 | 837 | 73% | | 1,4 |

**TABLEAU R-15.1-B :
ABONNEMENTS AU TARIF D DE LA CLIENTÈLE RÉSIDENTIELLE
DONT LA PUISSANCE N'EST PAS FACTURÉE – 2014**

| Consommation annuelle (kWh) | Nombre d'abonnements | % | % cumulatif | GWh consommés | GWh facturés en 1 ^{re} tranche | GWh facturés en 2 ^e tranche | kWh en 2 ^e tranche % | % cumulatif | ratio hiver/été |
|-----------------------------|----------------------|-------------|-------------|---------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------|-------------|-----------------|
| Moins de 4 999 kWh/an | 379 719 | 11% | 11% | 986 | 977 | 8 | 1% | 1% | 1,5 |
| De 5 000 à 9 999 kWh/an | 622 234 | 18% | 29% | 4 801 | 4 353 | 448 | 9% | 8% | 2,1 |
| De 10 000 à 14 999 kWh/an | 659 785 | 19% | 48% | 8 167 | 6 004 | 2 164 | 26% | 19% | 2,2 |
| De 15 000 à 19 999 kWh/an | 515 407 | 15% | 63% | 8 991 | 5 156 | 3 835 | 43% | 28% | 2,3 |
| De 20 000 à 29 999 kWh/an | 830 801 | 24% | 87% | 20 405 | 8 809 | 11 596 | 57% | 42% | 2,3 |
| De 30 000 à 49 999 kWh/an | 399 303 | 12% | 99% | 14 368 | 4 337 | 10 032 | 70% | 49% | 2,2 |
| De 50 000 à 99 999 kWh/an | 40 161 | 1% | 100% | 2 453 | 437 | 2 015 | 82% | 50% | 1,9 |
| De 100 000 à 249 999 kWh/an | 2 443 | 0% | 100% | 309 | 27 | 282 | 91% | 50% | 1,3 |
| De 250 000 à 499 999 kWh/an | 10 | 0% | 100% | 3 | 0 | 3 | 96% | 50% | 1,1 |
| 500 000 kWh/an et plus | - | 0% | 100% | - | - | - | - | 50% | - |
| Total | 3 449 863 | 100% | | 60 483 | 30 100 | 30 383 | 50% | | 2,2 |

**TABLEAU R-15.1-C :
CONSOMMATION ANNUELLE DES CLIENTS AU
TARIF D DONT LA PUISSANCE N'EST PAS FACTURÉE – 2014**

| Consommation (kWh/an) | Clients au tarif D dont la puissance n'est pas facturée | |
|--------------------------|------------------------------------------------------------|--------------|
| | agricoles | résidentiels |
| Moyenne | 31 183 | 17 532 |
| Médiane | 17 883 | 15 571 |

1 L'analyse des tableaux R-15.1-A, R-15.1-B et R-15.1-C permet de constater que
2 les clients agricoles consomment, en moyenne, plus que les clients
3 résidentiels. Bien que leur consommation moyenne soit supérieure
4 puisqu'une part plus importante des abonnements se retrouve dans les
5 tranches de consommation supérieures, la consommation médiane des
6 clients agricoles est néanmoins similaire à la consommation moyenne des
7 clients résidentiels. Ainsi, ce sont les plus gros consommateurs agricoles qui
8 influencent à la hausse la consommation moyenne des clients agricoles.

9 Le fait que les clients agricoles consomment en moyenne plus que les clients
10 résidentiels se reflète dans la plus grande proportion de leur consommation
11 facturée en 2^e tranche. Toutefois, la comparaison des données des tableaux
12 R-15.1-A et R-15.1-B permet de constater que la proportion des kWh facturés
13 en 2^e tranche augmente avec le volume de consommation et que, par strate de
14 consommation, il y a peu d'écart entre les clients agricoles et les clients
15 résidentiels. Ainsi, les plus gros clients résidentiels consomment autant en
16 2^e tranche que les plus gros clients agricoles.

17 Par ailleurs, le ratio hiver/été des clients agricoles est globalement inférieur à
18 celui des clients résidentiels, c'est-à-dire que les clients agricoles ont en
19 moyenne un profil de consommation un peu plus stable tout au long de
20 l'année que les clients résidentiels. Toutefois, l'analyse des ratios par strate
21 de consommation permet de conclure qu'il existe une variété de profils tant
22 au sein de la clientèle agricole que de la clientèle résidentielle. Leurs ratios
23 étant supérieurs à l'unité, les clients agricoles consomment néanmoins plus
24 en hiver qu'en été, comme c'est le cas pour les clients résidentiels. À noter
25 que pour les clients résidentiels et agricoles consommant plus de
26 100 000 kWh, le ratio hiver/été s'approche de l'unité et l'écart entre les ratios
27 des clients agricoles et ceux des clients résidentiels se réduit à mesure que la
28 consommation augmente.

29 En complément de la réponse à la question 5.1 de l'UPA à la pièce HQD-16,
30 document 11 (B-0088), le Distributeur présente, au tableau R-15.1-D, la
31 moyenne de la hausse cumulative entre 2005 et 2015 pour l'ensemble de la
32 clientèle au tarif D, par strate de consommation. Bien que les clients agricoles

1 aient subi une hausse légèrement supérieure à celle des clients résidentiels
2 en raison de leur consommation moyenne plus élevée, c'est davantage le
3 niveau de consommation qui explique une hausse cumulative plus importante
4 et non l'usage. En effet, les plus gros consommateurs, tant résidentiels
5 qu'agricoles, ont connu des hausses cumulatives supérieures à la moyenne
6 globale et ce, notamment en raison de leur consommation plus importante en
7 2^e tranche. Ainsi, les clients agricoles et résidentiels de même taille ont connu
8 des hausses cumulatives similaires depuis 2005.

TABLEAU R-15.1-D :
MOYENNE DE LA HAUSSE CUMULATIVE AU TARIF D
ENTRE 2005 ET 2015 PAR STRATE DE CONSOMMATION

| Consommation annuelle (kWh) | Tous les clients au tarif D | |
|-----------------------------|-----------------------------|----------------------|
| | Clients agricoles | Clients résidentiels |
| Moins de 4 999 kWh/an | 4,7% | 5,7% |
| De 5 000 à 9 999 kWh/an | 12,3% | 11,3% |
| De 10 000 à 14 999 kWh/an | 16,4% | 16,4% |
| De 15 000 à 19 999 kWh/an | 21,0% | 20,9% |
| De 20 000 à 29 999 kWh/an | 24,9% | 24,6% |
| De 30 000 à 49 999 kWh/an | 28,7% | 28,0% |
| De 50 000 à 99 999 kWh/an | 32,3% | 31,2% |
| De 100 000 à 249 999 kWh/an | 34,7% | 34,7% |
| De 250 000 à 499 999 kWh/an | 39,8% | 39,7% |
| 500 000 kWh/an et plus | 43,7% | 43,0% |
| Total | 20,9% | 18,5% |

9 Comme le tarif D tient compte du volume de consommation, du facteur
10 d'utilisation et du niveau de tension, il tient déjà compte de la diversité des
11 profils de consommation qui se retrouve autant au sein de la clientèle
12 résidentielle qu'au sein de la clientèle agricole, et de la diversité qui peut
13 exister entre les usages des différents clients domestiques. En ce sens, le
14 tarif D est adapté pour l'ensemble des clients qui y sont facturés. Le
15 Distributeur est d'avis que c'est davantage le niveau de consommation que
16 l'usage qui distingue les clients du tarif D et que ce critère objectif présente
17 l'avantage incontestable d'éviter les problèmes associés à une tarification
18 basée sur l'usage. Pour ces raisons, le Distributeur privilégie la création d'un
19 tarif distinct visant la clientèle dont la puissance est facturée plutôt que la
20 création d'un tarif agricole de façon à mieux adapter la structure et la stratégie
21 tarifaires pour répondre aux préoccupations de tous les grands

- 1 **consommateurs, tant résidentiels qu’agricoles, plus touchés par la stratégie**
2 **appliquée des dernières années tout en n’affectant pas de manière perceptible**
3 **les plus petits consommateurs résidentiels et agricoles.**

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.

Réponse :

- 4 **Voir la réponse à la question 15.1.**

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).

Réponse :

- 5 **Voir la réponse à la question 15.1.**

- 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.

Réponse :

1 Le montant de la facture minimale a été établi sur une base de 30 jours. Il
2 représente donc les coûts annuels d'abonnement exprimés sur une base de
3 30 jours. Aux fins du scénario présenté à la séance de travail du 30 juin 2015
4 (pages 47-48)¹³ et du tableau R-4.2 de la référence (iii), la facture minimale a
5 été appliquée en fonction du nombre de jours de la période de consommation.
6 Cela s'inscrit dans la même logique d'application que les autres composantes
7 du tarif, soit par période de consommation.

¹³ Voir l'annexe A de la pièce HQD-16, document 1.1 (B-0071).

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.

Réponse :

1 **La facture minimale permettrait au Distributeur de récupérer, à chaque**
2 **période de consommation, un revenu équivalent aux coûts annuels**
3 **d'abonnement exprimés sur une base mensuelle mais appliqués au prorata du**
4 **nombre de jours de la période de consommation. Ainsi, pour une période de**
5 **consommation donnée, un client dont la consommation de la période n'est**
6 **pas suffisante aurait à payer la facture minimale plutôt que le montant associé**
7 **aux autres composantes du tarif. Comme mentionné à la section 5.3 de la**
8 **pièce HQD-14, document 2 (B-0051), la facture minimale s'appliquerait ainsi**
9 **aux très petits consommateurs et à ceux qui ne consomment pas**
10 **régulièrement.**

11 **À noter que pour une période de consommation donnée, les clients ne**
12 **peuvent toutefois être touchés à la fois par la facture minimale et par la**
13 **hausse du signal de prix en énergie découlant du remplacement de la**
14 **redevance par la facture minimale puisque le client paierait soit la facture**
15 **minimale, soit le montant associé aux autres composantes du tarif.**

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.

Réponse :

16 **Dans le contexte de l'implantation d'une facture minimale en remplacement de**
17 **la redevance, les critères d'équité et de simplicité cohabitent sans difficulté,**
18 **sans devoir accorder une importance relative à l'un ou l'autre de ces critères.**
19 **En effet, la facture minimale en remplacement de la redevance serait équitable**
20 **puisque'elle permettrait de récupérer davantage de coûts auprès des très petits**
21 **consommateurs et de ceux qui ne consomment pas à l'année tout en**
22 **améliorant le signal de prix en énergie. Elle rencontrerait le critère de**
23 **simplicité puisque, selon le niveau de consommation, la facture de la période**
24 **de consommation pourrait ne comporter qu'un seul élément, la facture**
25 **minimale ou la facture de l'énergie.**

26 **Par ailleurs, la durée de la période de consommation ne compromet en rien**
27 **l'application d'une éventuelle facture minimale puisqu'elle s'appliquerait en**

- 1 **fonction du nombre de jours de la période de consommation, comme la**
- 2 **redevance et les primes mensuelles de puissance au tarif D.**