

## **R-4011-2017 : HQD – DEMANDE TARIFAIRE 2018-2019**

### **DEMANDE DE RENSEIGNEMENT N° 1 DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (« RNCREQ ») AU DISTRIBUTEUR**

#### **A. Mesurage net aux réseaux autonomes**

Référence : B-0049, HQD-13, Doc. 4, p. 161, art. 7.12

##### **Préambule 1 :**

Le coût marginal de l'énergie aux réseaux autonomes — qui reflète les coûts de combustible — excède de loin le tarif marginal, ce qui crée un déficit supporté par les autres consommateurs. Pour cette raison, le Distributeur a entamé une démarche de conversion vers des énergies renouvelables.

##### **Citation 1 (art. 7.12):**

L'option de mesurage net décrite dans la présente section s'applique au titulaire d'un abonnement au tarif D, DM, DN ou G au titre duquel l'électricité est fournie par un réseau autonome et dont la puissance maximale appelée n'a jamais dépassé 50 kilowatts pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

##### **Préambule 2 :**

Selon l'art. 7.14 de la Grille tarifaire proposée, lorsqu'un client demande d'adhérer à l'option III de mesurage net (réseaux autonomes), le Distributeur analyse les caractéristiques de l'installation d'autoproduction, la fiabilité des équipements et l'impact prévu sur le réseau, avant de décider s'il accepte ou non le raccordement de son installation d'autoproduction et son adhésion à l'option de mesurage net.

##### **Citation 2 (art. 7.14):**

Hydro-Québec analyse alors la demande du client, notamment en ce qui concerne les caractéristiques de l'installation d'autoproduction, la fiabilité des équipements et l'impact prévu sur le réseau. Elle avise ensuite le client par écrit de sa décision d'accepter ou non le raccordement au réseau de son installation d'autoproduction et son adhésion à la présente option de mesurage net.

**Demandes :**

**1.1 Veuillez confirmer, infirmer ou corriger les affirmations faites aux Préambules 1 et 2, compte tenu des citations 1 et 2.**

**1.2 Veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère important de limiter la puissance maximale d'autoproduction à 50 kW, étant donné les Préambules 1 et 2 et votre réponse à la question 1.1.**

**Référence : B-0049, HQD-13, Doc. 4, p. 162, art. 7.15**

**Citation :**

**7.15 Conditions d'admissibilité**

Pour être admissible, le client doit remplir les conditions suivantes :

- a) la capacité maximale d'autoproduction du client ne doit pas être supérieure au moindre de :
  - 20 kilowatts si l'installation est monophasée ou 50 kilowatts si elle est triphasée, ou
  - l'estimation de la puissance maximale appelée de l'abonnement ;
- b) la production d'électricité doit se faire à partir d'une installation qui est située au même point de livraison que celui qui est visé par l'abonnement ;
- c) le client doit avoir uniquement recours à une ou à plusieurs des sources d'énergie suivantes :
  - énergie éolienne,
  - énergie photovoltaïque,
  - énergie hydroélectrique,
  - énergie du sol (géothermie) aux fins de la production d'électricité,
  - bioénergie (biogaz ou résidus de biomasse forestière).

**Demandes :**

**2.1 Veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère qu'il est souhaitable de limiter la puissance maximale d'autoproduction à 20 kW (si monophasée), étant donné les Préambules 1 et 2 et votre réponse à la question 1.1.**

**2.2 Veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère qu'il est souhaitable d'exiger que la production d'électricité se fasse à partir d'une installation qui est située au même point de livraison que celui qui est visé par l'abonnement.**

**2.3 Veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère qu'il est souhaitable de limiter les sources d'énergie**

**admissibles aux cinq (5) technologies mentionnées à 7.15 c), plutôt que d'admettre toute source d'énergie non fossile.**

**2.4 Plus spécifiquement, veuillez expliquer pourquoi, en réseaux autonomes, le Distributeur considère qu'il est souhaitable d'exclure des filières comme le solaire thermique, la valorisation énergétique des matières résiduelles (*waste-to-energy*) et la valorisation des rejets thermiques.**

**2.5 Plus généralement, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a choisi de limiter l'utilisation du mesurage net dans les réseaux autonomes, étant donné le coût élevé de la fourniture d'électricité, d'une part, et les objectifs du Distributeur dans sa démarche de conversion, d'autre part.**

**Référence : B-0049, HQD-13, Doc. 4, p. 163, art. 7.17**

**Citation :**

**7.17 Banque de surplus**

Pour chaque période de consommation, la valeur de l'électricité injectée par l'autoproduiteur dans le réseau d'Hydro-Québec est créditée dans une banque de surplus.

Cette valeur correspond au nombre de kilowattheures injectés multiplié par :

17,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au mazout lourd, ou

33,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel léger, ou

47,00 ¢ le kilowattheure, si l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel arctique.

**Demandes :**

**3.1 Veuillez identifier les réseaux autonomes où l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au mazout lourd.**

**3.2 Veuillez identifier les réseaux autonomes où l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel léger.**

**3.3 Veuillez identifier les réseaux autonomes où l'électricité livrée est produite par une centrale fonctionnant au diesel arctique.**

**3.4 Veuillez expliquer la ou les différence(s) entre diesel léger et le diesel arctic, en termes de caractéristiques et de coût.**

**3.5 Veuillez expliquer comment les valeurs de 17, 33 et 47 cents/kWh ont été choisies. Veuillez fournir, en soutien à votre réponse, des feuilles de**

**calcul en format Excel indiquant précisément comment ces valeurs ont été fixées, et indiquer clairement les hypothèses et sources de données.**

**Référence : B-0019, HQD-4, Doc. 4, p. 8**

**Préambule:**

Dans la référence, le Distributeur indique le coût évité en énergie pour chacun des réseaux autonomes.

**Demande :**

**4.1 Veuillez commenter en détail la relation entre les prix fixés à l’art. 7.17 de la Grille proposée et les coûts évités en énergie des différents réseaux autonomes, tel qu’indiqué au document B-0019.**

**Référence : B-0049, HQD-13, Doc. 4, p. 164-165, art. 7.19 et 7.20**

**Citation :**

**7.19 Restrictions relatives à la banque de surplus**

La banque de surplus est ramenée à 0 :

- a) au début de la période de consommation commençant le ou après le 31 mars suivant la date d’adhésion établie selon l’article 7.16 et tous les 24 mois par la suite, ou
- b) au début de la période de consommation commençant après la date choisie par le client dans les 24 mois suivant la date d’adhésion établie selon l’article 7.16 et tous les 24 mois par la suite, ou (...)

**7.20 Annulation**

(...) Pour que le client puisse de nouveau être admissible à la présente option de mesurage net, une période d’au moins 12 mois consécutifs doit s’être écoulée depuis la date d’annulation.

**Demande :**

**5.1 Veuillez expliquer le raisonnement qui sous-tend l’application des dispositions citées aux clients de mesurage net en réseaux autonomes, étant donné le coût élevé de la fourniture d’électricité dans ces réseaux, d’une part, et les objectifs du Distributeur dans sa démarche de conversion, d’autre part.**

## B. Tarification dynamique / Coûts marginaux

Référence : B-0019, HQD-4, Doc. 4, p. 5

### Citation :

#### *1.1.1 Signal de coût évité de l'énergie*

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

Le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût de ces achats. (...)

- 2018 à 2027 inclusivement :  
le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;

#### *1.1.2. Signal de coût évité de la puissance*

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

Pour les hivers précédant cette date, le signal de coût évité correspond au coût moyen d'approvisionnement sur les marchés de court terme. À partir de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

- Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation) ;
- À compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation).

### Demande :

**5.1 Veuillez expliquer en détail comment les valeurs retenues pour le signal de coût évité de l'énergie en hiver ont été fixées, en indiquant les données d'origine et leurs sources, ainsi que les calculs y appliqués.**

### Citation 1

Référence : Avis A-2017-01, p. 16

Piste de solution 1. Demander à Hydro-Québec de présenter des propositions d'options volontaires de tarification dynamique – heures critiques accessibles à toutes les catégories de consommateurs en vue d'une mise en application débutant à l'hiver 2018-2019.

## **Citation 2**

### **Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 7-8**

En réponse aux pistes de solution touchant la mise en place d'options volontaires de tarification dynamique, le Distributeur entend réaliser les travaux nécessaires à l'introduction à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et générale, incluant les serres et les centres de ski. Ces options pourraient permettre aux consommateurs qui peuvent moduler leur consommation de réduire leur facture d'électricité. Pour ce faire, le Distributeur pourra compter sur l'expérience qu'il a acquise en cette matière, plus particulièrement dans le cadre du projet tarifaire Heure Juste<sup>3</sup>.

Les conditions et structures de ces nouvelles options devront cependant refléter le contexte énergétique qui a évolué depuis le projet Heure Juste. Tout en restant simples, elles devront permettre de répondre de façon efficace, par un signal de prix important en période de pointe, aux besoins de gestion du réseau.

<sup>3</sup> Rapport final du projet tarifaire Heure juste, dossier R-3740-2010, pièce HQD-12, document 6.

## **Préambule :**

Dans la mesure où le Distributeur entend introduire des options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et générale dès l'année tarifaire 2018-2019, il est raisonnable de penser que la nature et les principaux paramètres de ces options ont déjà été identifiés.

## **Demandes :**

- 6.1 Veuillez préciser si « l'option de tarification dynamique » mentionnée en Citation 2 fait référence aux « options volontaires de tarification dynamique – heures critiques » mentionnées à l'Avis (Citation 1).**
- 6.2 Veuillez confirmer que le Distributeur fait généralement référence aux 300 heures de plus grandes charges comme ses « heures critiques ». S'il entend utiliser une autre définition d'« heures critiques » dans le contexte des options volontaires de tarification dynamique, veuillez la préciser.**
- 6.3 Veuillez préciser la nature et les paramètres de la ou des options de tarification dynamique que le Distributeur entend offrir sur une base expérimentale pour l'hiver 2018-2019. Dans la mesure où ces éléments ne sont pas encore fixés, veuillez préciser les options qui sont considérées.**

**6.4 Veuillez préciser les constats du projet Heure Juste, notamment à l'égard des options Réso et Réso+, que le Distributeur considère pertinents dans le contexte de la conception des options de tarification dynamique.**

**6.5 Veuillez préciser la démarche employée par le Distributeur pour évaluer la rentabilité d'une option de tarification dynamique.**

**Référence : D-2017-105, p. 8**

**Citation :**

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

**7.1 Veuillez préciser comment le Distributeur évalue le bénéfice marginal qui découlera de la réduction de la demande par un kW suite à l'adoption par un consommateur d'une option de tarification dynamique.**

**7.1.1 Est-ce que le Distributeur calcule ce bénéfice en fonction des coûts évités tels que présentés dans B-0019? Si oui, veuillez préciser les valeurs utilisées pour les coûts évités d'énergie et de puissance.**

**7.2 Veuillez fournir, en format Excel, les données suivantes pour les 300 heures de plus grande charge des années 2012, 2013, 2014, 2015 et 2016 :**

- La date ;
- L'heure ;
- Les besoins réguliers ;
- Le bâtonnet affecté ;
- Le nombre de MW acheté aux marchés de court terme ;
- Le prix moyen des MW achetés aux marchés de court terme ; et
- Le prix ajusté au marché de NY, selon le Suivi de l'entente cadre (DAM HQ + TSC NYPA-HQ + NTAC + SC NYISO) \* T (\$/MWh).

**7.3 Veuillez verser au dossier les documents Excel B-0044 à B-0051, inclusivement, du dossier R-3986-2016.**

**7.4 Veuillez fournir, en format Excel :**

- le Suivi 2016 de l'Entente globale cadre 2014-2016, et
- le Suivi détaillé des activités du Distributeur 2016.

## **C. Tarif DP**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 15**

**Citation :**

Suivant le principe de causalité des coûts, il pourrait être justifié d'augmenter davantage le niveau de la redevance d'abonnement, et ce, dès à présent.

**Demande :**

**8.1 En faisant référence à l'étude du coût de service, veuillez préciser les éléments qui suggèrent que le niveau de la redevance d'abonnement n'est pas suffisant pour couvrir les coûts d'un abonnement.**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 16**

**Citation :**

Pour rencontrer cet objectif, le principal défi consiste à déterminer le coût pour le Distributeur de livrer au client un kWh additionnel de même que le coût évité d'un kWh épargné par celui-ci. Pour ce faire, il faut se référer au signal donné par les coûts évités, mais également à la nature du kWh, livré ou épargné, en termes de puissance et d'énergie. La tâche consiste donc à fixer le niveau du prix de la 2e tranche d'énergie de sorte que le choix du consommateur, d'augmenter ou de réduire sa consommation d'un kWh, n'ait pas d'impact sur le coût de service des autres clients, la variation de revenus du Distributeur étant équivalente à la variation des coûts engendrés. En d'autres mots, le prix de la 2e tranche d'énergie doit être fixé de telle sorte qu'il reflète la juste valeur du service rendu.

**Demande :**



## 8.2 Veuillez expliquer le sens donné à l'expression, « la nature du kWh ».

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 16**

### **Citation 1 (p. 16):**

Plus spécifiquement, le prix de la 2e tranche d'énergie vise à refléter le coût évité du chauffage des locaux, soit le coût associé à une charge de chauffage à la marge, tant à la hausse qu'à la baisse.

### **Citation 2 (p. 17):**

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

**Référence : R-3610-2006, HQD-15, Doc. 2, Annexe A, pages 12 et 14**

### **Citation 3 (p. 12) :**


**3.1 Coût évité de transport – charge locale : définition**

**Définition:**

- Dépenses associées aux travaux requis sur le réseau de transport, pour répondre aux besoins de croissance dans une région ou des zones données ou à maintenir la stabilité du réseau et la continuité de service après augmentation de la charge.
- Dépenses requises au-delà de celles engagées sur le réseau de transport pour l'intégration de la fourniture.

**Le coût évité de transport – charge locale comprend :**

- Investissements
- Frais annuels d'exploitation
- Taxe sur le capital
- Taxe sur les services publics

17 Suivi de la décision D-2006-56 Document de travail 12 mai 2006 

### **Citation 4 (p. 14) :**

#### 4.1. Coût évité de distribution : définition

##### Définition:

- Le coût évité de distribution prend en compte les dépenses nécessaires sur le réseau de distribution pour rencontrer la croissance de la demande au cours des prochaines années.
- Les investissements retenus concernent essentiellement les équipements sur les tronçons principaux (25 kV).

##### Le coût évité de la distribution comprend :

- Investissements
- Frais annuels d'exploitation
- Taxe sur le capital
- Taxe sur les services publics

#### Préambule :

Les citations 3 et 4, tirées d'une présentation d'HQD sur les concepts qu'il utilise à l'égard des coûts évités, indiquent que les coûts évités de « transport – charge locale » et de « distribution » réfèrent effectivement aux coûts à la marge, associés aux investissements futurs qui seraient requis afin de répondre à la croissance de la demande, qui découlent de l'ajout d'un kWh de charge.

#### Demandes :

**9.1 Veuillez confirmer ou infirmer l'affirmation faite en préambule.**

**9.2 Veuillez expliquer pourquoi les coûts évités de transport – charge locale et de distribution ne contribuent pas aux coûts associés à une charge de chauffage à la marge.**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 20, Figure 2**

#### Préambule :

La Figure 2 indique que 59% des clients au tarif D verraient une réduction de leur facture selon la structure cible proposée.

Dans le passé, le Distributeur a refusé des propositions de modification tarifaire qui mèneraient à des réductions de facture pour certains clients, en suggérant que cela donnerait un mauvais signal de prix.

#### Demandes :

**10.1 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser les affirmations faites en préambule.**

**10.2 Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'est plus préoccupé par cet enjeu.**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 21 et 22**

**Préambule :**

La Figure 3 indique un impact tarifaire maximal de 2,2%, qui s'appliquerait à tous les clients avec une consommation annuelle de moins de 10 000 kWh.

La Figure 4 indique un impact tarifaire de près de 14% (5<sup>e</sup> centile) pour les clients agricoles.

Dans les deux cas, l'effet disparaît si l'on exclut les clients touchés par la facture minimale.

**Demandes :**

**11.1 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser les affirmations faites en préambule.**

**11.2 Veuillez mettre les Figures 3 et 4 en contexte :**

**11.2.1 en identifiant, la plus précisément possible, la clientèle affectée par les augmentations tarifaires les plus importantes, et**

**11.2.2 en expliquant pourquoi le Distributeur considère que ces impacts tarifaires sont acceptables.**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 23**

**Citation 1:**

L'ensemble des modifications aux tarifs domestiques, incluant le chevauchement des domaines d'application des tarifs D et DP pour les clients dont la PMA est de 50 kW ou plus, mais inférieure à 65 kW, et la procédure de transfert proactif entre ceux-ci, ont pour effet d'avantager la majorité de la clientèle, notamment celle dont l'appel de puissance est supérieur à 50 kW. Néanmoins, compte tenu de la diversité des profils de consommation, certains clients seront plus ou moins affectés.

**Demande :**

**12.1 Un client de tarif D qui considère s'inscrire au tarif DP a-t-il accès à son historique d'appels de puissance? Si oui, comment?**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 23**

**Citation 1:**

Un autre principe important de conception tarifaire est qu'un tarif devrait permettre aux clients d'être informés des coûts engagés pour répondre à leur demande. Dans la mesure où le tarif DP s'adresse à des clients de taille plus importante, davantage en mesure de gérer leur appel de puissance, il importe de les inciter à le faire avec un bon signal de prix. La facturation de la puissance favorise une meilleure gestion de la puissance et permet aux clients de rentabiliser des investissements en technologie de gestion de la charge, tout en assurant un meilleur appariement des tarifs avec les coûts fixes.

**Citation 2 (B-0049, pages 20 et 21):**

**2.19 Puissance à facturer**

La puissance à facturer au tarif DP correspond à la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation visée, mais elle n'est jamais inférieure à la puissance à facturer minimale telle qu'elle est définie dans l'article 2.20.

**2.20 Puissance à facturer minimale**

La puissance à facturer minimale de chaque période de consommation correspond à 65 % de la puissance maximale appelée au cours d'une période de consommation qui se situe en totalité dans la période d'hiver comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

**Préambule :**

La facturation de la puissance au tarif DP se base sur la puissance maximale appelée au cours de chaque période de consommation, avec une puissance à facturer minimale qui correspond à 65% de la puissance maximale appelée à l'hiver antérieur.

**Demandes :**

**13.1 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser les affirmations faites en préambule.**

**13.2 Veuillez fournir, en format Excel, l'appel de puissance horaire d'une résidence typique pendant l'année 2015, en utilisant des données réelles de clients réels (mais sans identification nominative), pour les types de résidences suivants :**

- 13.2.1 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 70 kW;**
- 13.2.2 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 60 kW;**
- 13.2.3 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 50 kW;**
- 13.2.4 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 40 kW;**
- 13.2.5 Maison unifamiliale avec un appel de puissance maximale de 30 kW;**
- 13.2.6 Appartement avec un appel de puissance maximale de 70 kW;**
- 13.2.7 Appartement avec un appel de puissance maximale de 60 kW;**
- 13.2.8 Appartement avec un appel de puissance maximale de 50 kW;**
- 13.2.9 Appartement avec un appel de puissance maximale de 40 kW;**
- 13.2.10 Appartement avec un appel de puissance maximale de 30 kW;**
- 13.2.11 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 70 kW;**
- 13.2.12 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 60 kW;**
- 13.2.13 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 50 kW;**
- 13.2.14 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 40 kW; et**
- 13.2.15 Installation agricole avec un appel de puissance maximale de 30 kW.**

**13.3 Pour chacun des cas mentionnés aux demandes 12.2.1 à 12.2.15, veuillez fournir en format Excel, pour chaque mois de l'année 2015 (en faisant l'hypothèse d'une période de facturation mensuelle), les composantes principales de la facture (redevance, énergie et puissance), selon trois options :**

- a) Tarif D (si éligible),**
- b) Tarif DP (tel qu'en vigueur actuellement) et**
- c) Tarif DP (tel que proposé – structure cible).**

**13.4 Veuillez fournir copie de toute analyse faite par ou pour le Distributeur, ainsi que de tout rapport dont il dispose sur le degré de coïncidence entre l'appel de puissance d'une résidence et a) la pointe mensuelle du réseau, b) la pointe annuelle du réseau, c) la pointe mensuelle du poste de distribution, et d) la pointe annuelle du poste de distribution.**

**13.5 Veuillez expliquer en détail l'utilisation des pointes mensuelles dans l'allocation des coûts, selon la méthodologie d'étude de coût de service utilisée par le Distributeur.**

**13.6 Plus généralement, veuillez commenter jusqu'à quel point et comment l'augmentation d'une pointe mensuelle, autre que la pointe annuelle, influe sur les coûts de service du Distributeur.**

**13.7 À la lumière de l'information fournie, veuillez expliquer jusqu'à quel point l'appel maximal mensuel d'un client résidentiel influe sur les coûts de service du Distributeur.**

**13.8 Veuillez identifier les mesures disponibles au Québec pour aider un client résidentiel à connaître et limiter l'appel mensuel en puissance de sa résidence.**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 23-24**

**Citation :**

Il faut rappeler que l'objectif d'inciter à une meilleure gestion de la puissance a mené à la facturation annuelle de la puissance aux tarifs domestiques, à la prise en compte de la puissance apparente dans l'établissement de la puissance à facturer et à l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la PFM aux tarifs domestiques. D'ailleurs, en approuvant la facturation annuelle de la puissance, la Régie a reconnu, à juste titre, l'importance pour le Distributeur que les clients gèrent leurs appels de puissance en tout temps et non pas seulement à la pointe du réseau,

de façon à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution.

**Demandes :**

**14.1 Veuillez fournir des références précises aux décisions de la Régie mentionnées dans la dernière phrase de la Citation.**

**14.2 Veuillez expliquer en quoi la gestion de l'appel de puissance, outre qu'à la pointe du réseau, contribue à réduire la pression tant sur les coûts de fourniture que sur ceux de transport et de distribution.**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 28**

**Citation :**

À elle seule, la facturation des 50 premiers kW représente à terme une hausse de facture annuelle de 3 778 \$, ou 315 \$ par mois, pour un client ayant toujours un appel de puissance d'au moins 50 kW. Pour un client qui consomme plus de 9 643 kWh à chaque mois, soit une consommation annuelle de 117 323 kWh, cette hausse de facture est annulée par l'effet de l'accroissement du seuil de la 1re tranche d'énergie au prix le plus bas.

**Demande :**

**14.3 Dans le contexte où certains clients consomment beaucoup moins que 9 643 kWh/mois, veuillez préciser les implications tarifaires pour un tel client.**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 35, Figure 13**

**Préambule :**

La Figure 13 démontre une présence importante des clients agricoles dans les tranches de facteur d'utilisation de 0% à 10% et de 10% à 20%. Il indique par ailleurs 235 clients agricoles avec un facteur d'utilisation de moins de 10%.

**Demande :**

**15.1 Veuillez commenter en détail les implications de la réforme proposée pour les petites entreprises agricoles, telles que les fermes familiales.**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 39**

**Citation :**

Il importe de souligner que le tarif DP cible demeure le tarif optimal pour 82 % des clients actuellement au tarif DP alors que le tarif D cible s'avère avantageux pour 10 % d'entre eux. Ainsi, l'un ou l'autre des tarifs domestiques demeurent avantageux à terme pour 92 % des clients domestiques dont la PMA est de 50 kW ou plus. Le Distributeur est donc d'avis que les structures cibles proposées répondent bien aux besoins de la clientèle domestique.

**Demande :**

**16.1 Veuillez fournir des précisions sur les 8% restant de la clientèle, pour qui ni le tarif DP cible ni le tarif D n'est optimal.**

**Référence : B-0047, HQD-13, Doc. 2, p. 40.**

**Citation :**

Par exemple, l'abonnement le plus affecté en termes relatifs (en %) par la structure cible du tarif DP (cas 1) est un abonnement résidentiel alimentant une pompe à incendie dans un immeuble à logements. En 2016, la PMA varie entre 42 et 86 kW alors que la consommation annuelle ne s'élève qu'à 900 kWh, ce qui résulte en un FU moyen de moins de 1 %. La facture annuelle au tarif actuel associée à cet abonnement est de 433 \$, ce qui est très faible compte tenu de ses appels de puissance. Toutes choses égales par ailleurs, l'impact à terme après optimisation serait de 182 %. Ainsi, avant même que le client fasse une meilleure gestion de ses charges, la migration au tarif G lui permet de réduire de 75 % l'impact prévu sur sa facture. Sur une période de 12 ans, il s'agit d'un impact annualisé de 9 % en termes relatifs et d'un impact moyen annuel de 66 \$ en termes absolus.

**Préambule :**

Une pompe à incendie est, par sa nature même, rarement utilisée et son utilisation n'est pas reliée à la pointe du réseau.

**Demandes :**

**17.1 Veuillez élaborer sur les coûts de desservir un tel client, dont notamment :**

**17.1.1 La probabilité que sa puissance soit appelée au moment de la pointe annuelle du réseau;**



- 17.1.2 Les coûts additionnels de fourniture occasionnés par son abonnement;**
- 17.1.3 Les coûts additionnels de transport occasionnés par son abonnement; et**
- 17.1.4 Les coûts additionnels occasionnés par son abonnement au réseau de distribution.**