

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

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2018-2019**

DOSSIER R-4057-2018

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

Question 1:

Références:

- (i) HQD-2, document 1, p.10
- (ii) R-4011-2017, B-0009, HQD-2, document 1, p.10

Préambule :

(i)

« Depuis la demande tarifaire R-3644-20071 et jusqu'au dernier dossier tarifaire, le Distributeur utilisait huit indicateurs d'efficacité internes pour rendre compte de sa performance sur le plan des coûts. Les coûts étaient alors projetés sur la base de la méthode du coût de service.

Dans le contexte du MRI, le Distributeur n'est plus en mesure de calculer ces indicateurs pour une année témoin, et ce, pour les raisons suivantes :

- Les intrants des indicateurs en lien avec les charges d'exploitation nettes (CEN) et les immobilisations en exploitation nettes (IEN) sont couverts par la formule d'indexation et ne peuvent être isolés.
- Les achats de combustible et le coût des capitaux propres sont exclus des indicateurs basés sur le coût total de distribution et services à la clientèle. Or, ces éléments font maintenant partie de la formule d'indexation et ne peuvent être isolés.

Par ailleurs, le Distributeur tient à souligner que même si les indicateurs basés sur le coût total avaient pu être calculés, les principaux écarts entre les résultats de l'année 2018 et ceux de 2019 auraient reflété la variation induite par la formule d'indexation² et la variation des facteurs hors de son contrôle que sont les facteurs d'exclusion (Y) et les facteurs exogènes (Z). Dans ce contexte, la présentation de ces indicateurs aurait perdu de sa pertinence, car ces derniers ne permettraient plus de rendre compte de la performance du Distributeur au regard de ses coûts. » (Note omise)

Questions :

- 1.1. Veuillez confirmer que malgré le mode de réglementation incitatif, le Distributeur continue de produire un budget pour les fins de son fonctionnement interne.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme qu'il produit un plan d'affaires interne qui vise à**
2 **respecter les revenus requis établis selon les caractéristiques du mécanisme de**
3 **réglementation incitative (MRI). La formule d'indexation constitue dorénavant**
4 **l'enveloppe globale des charges à gérer, sans toutefois que chacune des**
5 **rubriques de coûts pour les activités de distribution et des services à la clientèle**
6 **varient exactement dans la même proportion que la formule d'indexation.**

1.2. Veuillez confirmer que le budget réel peut prévoir un coût des capitaux propres différent du rendement autorisé.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.3. Veuillez confirmer les charges pour les processus Distribution et SALC sont susceptibles de présenter des taux de variations différents entre eux et différents de la croissance totale permise par la formule d'indexation.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.4. Dans la mesure où les ensembles de coûts couverts par les indicateurs et que la nature de ces coûts demeure les mêmes indépendamment que ceux-ci soient considérés comme élément spécifique (antérieurement) ou facteurs Y ou Z, veuillez expliquer en quoi la modification du cadre réglementaire modifie l'interprétation des indicateurs.

Réponse :

9 **Le Distributeur tient d'abord à souligner que le changement du cadre**
10 **réglementaire ne modifie en rien l'interprétation des indicateurs. Le cadre**
11 **réglementaire modifie cependant la capacité du Distributeur de calculer ces**
12 **derniers pour une année témoin pour les raisons expliquées au préambule (i).**

13 **De plus, dans le cadre du MRI, plus de 90 %¹ des coûts de distribution et service**
14 **à la clientèle sont établis de façon globale au moyen d'une formule d'indexation.**

¹ HQD-8, document 1 (B-0021), page 5, tableau 1.

1 **Ainsi, si les indicateurs basés sur le coût total avaient pu être calculés, la**
2 **principale variation entre la décision D-2018-025 et l'année témoin 2019 serait**
3 **expliquée par l'application de la formule d'indexation, soit le facteur de**
4 **croissance combiné de 1,60 %.**

1.5. Veuillez confirmer que le Distributeur demeure en mesure de calculer les indicateurs pour l'année historique.

Réponse :

5 **Le Distributeur ne calculera pas les indicateurs de coûts pour les années 2, 3 et**
6 **4 du MRI puisqu'il ne prévoit déposer que le montant global des coûts réels**
7 **couverts par la formule d'indexation, comme mentionné en réponse à la**
8 **question 21.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce**
9 **HQD-14, document 1.1 (B-0062). Par ailleurs, le Distributeur souligne que les**
10 **indicateurs d'efficience permettent de rendre compte de la performance réelle**
11 **sur le plan des coûts mais ne permettent pas d'évaluer le mécanisme de**
12 **réglementation incitative.**

1.6. Veuillez confirmer que le Distributeur, s'il ne produit plus ces indicateurs dans ses dossiers tarifaires, sera tout de même en mesure de les produire pour chacune des années historiques pour les fins de l'évaluation du mécanisme incitatif.

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 1.5.**

Question 2:

Références:

- (i) HQD-2, document 1, p.6
- (ii) HQD-2, document 1, p.7
- (iii) D-2016-033

Préambule :

- (i)

« À cette rencontre, il y a eu entente entre les participants pour retirer les indicateurs *Délai moyen de prolongement de réseau aérien et souterrain / délai d'attente client* et les remplacer par l'indicateur *Taux de respect des engagements à la 1^{re} date annoncée au client*.

Ce nouvel indicateur mesure la performance du Distributeur à respecter la première date d'engagement (date promise) donnée au client lors de l'étape de la qualification des demandes pour tous les types de demandes de mises en service, sauf si la cause de la révision est attribuable au client ou à un plan d'urgence de rétablissement de service (PURS) lors d'événements majeurs. Les demandes des clients relatives aux travaux de mesurage sont exclues de l'indicateur. »

(ii)

Concernant la mesure de la satisfaction à l'égard des travaux de raccordement et de prolongement de réseau, le Distributeur a présenté, lors de la rencontre en juin 2018, la méthode et le contenu proposé pour sonder la satisfaction des membres des intervenants. Pour l'UPA et l'APCHQ, un sondage téléphonique post-transaction mesurant des demandes de mises en service sera effectué. Il est prévu que les résultats au 30 juin et au 31 décembre soient présentés à l'UPA et à l'APCHQ. Les premiers résultats devraient être disponibles pour la fin de l'année 2018. »

(iii)

« [88] La Régie souligne qu'à court terme, le Distributeur doit remédier à l'augmentation des délais de prolongement de réseau, notamment en aérien. Aussi, des améliorations devront être rapidement effectuées du côté des délais de réponses téléphoniques, qui se prolongent d'une année à l'autre, de même qu'à l'égard du nombre d'appels manqués. »

Questions :

2.1. Veuillez indiquer si l'échantillon des engagements prix en compte dans le calcul de l'indicateur est le même pour l'indicateur proposé que pour l'indicateur actuel.

Réponse :

1 **Non. Les indicateurs *Délai moyen de prolongement de réseau aérien et***
2 ***souterrain / délai d'attente client* ne comptaient que deux types de nature de**
3 **travaux, soit les prolongements aériens et souterrains demandés par les**
4 **promoteurs immobiliers. Cela représentait environ 325 demandes par année. Ces**
5 **indicateurs visaient principalement à répondre à un besoin spécifique de**
6 **l'APCHQ et des principaux projets de développement économique au Québec.**

7 **L'indicateur proposé, soit le *Taux de respect des engagements à la 1^{re} date***
8 ***annoncée au client*, inclut tous les types de nature de travaux, soit les**

1 **raccordements, les prolongements promoteurs et autres, les modifications au**
2 **réseau et aux branchements, les déplacements, les travaux de sécurisation, de**
3 **végétation, les travaux temporaires, d'enlèvements, d'usage en commun,**
4 **d'éclairage public et autres. La portée de l'indicateur est beaucoup plus vaste et**
5 **représentative de l'ensemble des demandes formulées au Distributeur par**
6 **l'ensemble de sa clientèle.**

2.2. Trois conditions (révision attribuable au client, PURS, travaux de mesurage) conduisent à une inclusion de l'engagement du calcul de l'indicateur.

- Veuillez énumérer les situations qui seraient considérées comme une révision attribuable au client.
- Sur la base de quels critères le Distributeur distingue-t-il les demandes visant des travaux de mesurage versus les autres situations. Veuillez notamment indiquer si toute demande impliquant l'installation, la modification ou le retrait d'un compteur est considérée comme « travaux de mesurage » indépendant des autres travaux requis par la demande (e.g. extension de ligne)
- Veuillez justifier l'exclusion des demandes relatives à des travaux de mesurage de l'indicateur.
- Veuillez indiquer quelle proportion des demandes rencontre l'un ou l'autre des trois critères.
- Veuillez dresser la liste des types de demandes de mise en service, indiquer leur importance relative dans l'indice et présenter la valeur de l'indicateur de manière distincte pour chacun de ces types.

Réponse :

7 **Le Distributeur précise d'abord que toutes les demandes clients ont pour lui la**
8 **même importance relative et cela se reflète dans le calcul de son indicateur. Une**
9 **demande de mise en service compte pour une entrée dans le calcul de**
10 **l'indicateur. Seule la volumétrie d'une nature de demandes peut avoir une**
11 **incidence sur le résultat de l'indicateur. Le Distributeur présente un indicateur**
12 **global aux fins de l'examen d'un dossier tarifaire, comme reconnu par la Régie**
13 **dans sa décision D-2017-022 (paragraphe 61).**

14 **Situations considérées comme une révision attribuable au client**

15 **Les principales situations qui sont attribuées au client concernant la révision de**
16 **la date d'engagement annoncée au client sont les suivantes :**

- 17 • **Installation du client non prête ;**
- 18 • **Anomalie de l'installation du client attribuable au travail du maître**
19 **électricien ;**

- 1 • Permis non reçu ;
2 • Changement d'échéancier à la demande du client.

3 **Demandes visant des travaux de mesurage**

4 Les travaux de mesurage qui sont présentement explicitement exclus de
5 l'indicateur sont identifiés par des types spécifiques de nature de demandes. Ce
6 type de demande requiert seulement une intervention des équipes de mesurage.

- 7 • Changement d'entrée de 200 A et moins aérien monophasé ;
8 • Ajout de compteur de 200 A et moins monophasé ;
9 • Ajout de compteur plus de 200 A monophasé ;
10 • Changement d'entrée de 201 à 800 A sous branchement monophasé avec
11 transformateur ;
12 • Ajout de compteur polyphasé ;
13 • Changement d'entrée inférieur à 600 A sous-branchement polyphasé ;
14 • Changement d'entrée inférieur à 200 A sous-branchement polyphasé sans
15 transformateur ;
16 • Vérification de conformité.

17 Considérant que les activités de mesurage sont présentement exclues du calcul
18 de l'indicateur, et aux fins d'obtenir une meilleure mesure de la qualité du
19 processus, les révisions de la date de mise en service à la demande des clients
20 et les PURS demeurent les seules situations qui représentent une possibilité de
21 réinsérer dans l'indicateur une demande ayant fait l'objet d'une révision de la
22 1^{re} date d'engagement communiquée au client. En 2017, une différence de 4,3 %
23 est observée entre le résultat de l'indicateur brut (sans inclusion des causes
24 attribuables aux clients ou aux PURS) et celui de l'indicateur net (en ne les
25 réinsérant pas). L'écart se traduit par une volumétrie d'environ 3 500 demandes
26 clients.

2.3. Le Distributeur serait-il disposé à présenter un indicateur permettant de confirmer que la même diligence est appliquée aux demandes exclues de l'indicateur qu'à celles incluses?

Réponse :

27 Les demandes sont compilées dans l'indicateur au moment de leur mise en
28 service. Une demande sera considérée comme « manquée » s'il y a eu une
29 révision de la 1^{re} date d'engagement à la demande du Distributeur. La demande
30 sera également considérée comme « manquée » si la révision de la date est

1 **attribuable au client ou à un PURS et que cette nouvelle date révisée n'a pas été**
2 **respectée par le Distributeur.**

2.4. Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer si le Distributeur prévoit présenter la mesure de satisfaction des clients à la Régie et, si oui, dans quel forum.

Réponse :

3 **Comme demandé par la Régie dans la décision D-2017-022 (paragraphe 62), le**
4 **Distributeur a mis en place un groupe de travail multipartite sur le**
5 **développement d'indicateurs de performance et de satisfaction en regard des**
6 **processus associés aux raccordements et aux prolongements de réseau. Il s'agit**
7 **par conséquent de sujets qui, à la demande de la Régie, sont traités en dehors**
8 **du cadre réglementaire. Dans ce contexte, le Distributeur ne prévoit pas**
9 **présenter la mesure de la satisfaction des membres de l'APCHQ et de l'UPA**
10 **dans le cadre d'un dossier réglementaire.**

2.5. Veuillez indiquer comment l'indicateur proposé permet à la Régie de faire un suivi adéquat de la préoccupation exprimée en (iii)

Réponse :

11 **L'indicateur proposé est beaucoup plus inclusif que les indicateurs remplacés**
12 **car il permet de mesurer l'ensemble des demandes clients, incluant les**
13 **prolongements de réseau. Contrairement aux indicateurs remplacés, qui ne**
14 **visaient que les demandes de promoteurs en aérien et en souterrain, cet**
15 **indicateur reflète la capacité du Distributeur à prendre en compte le besoin du**
16 **client, les attentes du client et l'ampleur des projets. Le respect de l'indicateur**
17 **oblige une gestion très rigoureuse pour répondre à la 1^{re} date annoncée au client.**
18 **Considérant que la date annoncée au client sera en phase, dans la mesure que**
19 **ce soit réalisable, avec le délai exprimé par le client dès le départ, le respect de**
20 **la date annoncée aura une incidence directe sur l'amélioration de la satisfaction**
21 **de la clientèle et la réduction des temps de cycle globaux.**

2.6. Comment la Régie peut-elle, sur la base de l'indicateur proposé, se rassurer que l'amélioration de l'indicateur ne résulte pas simplement d'engagements moins contraignants pour le Distributeur?

Réponse :

- 1 **De par sa définition, l'indicateur est plus contraignant pour le Distributeur et**
2 **surtout beaucoup plus représentatif de l'ensemble des demandes faites par les**
3 **clients.**
- 4 **Voir également les réponses aux questions 2.1 à 2.3 et 2.5.**

Question 3:

Références:

- (i) HQD-2, document 1, p.10, tableau 1

Questions :

- 3.1. Veuillez expliquer l'écart entre le délai moyen de réponse téléphonique entre les clientèles commerciales et résidentielles pour 2018 (en date du mois de juin).

Réponse :

- 5 **Les facteurs qui expliquent l'écart entre les résultats du délai moyen de réponse**
6 **téléphonique entre les clientèles commerciale et résidentielle, pour le premier**
7 **semestre de 2018 par rapport à celui de 2017, sont les suivantes :**
- 8 • **Afin d'assurer les services à la clientèle à chaque période de la journée,**
9 **les ressources desservant les clients commerciaux ont contribué à**
10 **répondre au surplus d'appels provenant de la clientèle résidentielle ;**
 - 11 • **Le temps de traitement des appels des clients commerciaux est à la**
12 **hausse en raison de la complexité des appels répondus en 2018. Le temps**
13 **de traitement des appels est une composante qui a un impact direct sur le**
14 **délai moyen de réponse ;**
 - 15 • **Les ressources desservant les clients commerciaux ont été sollicitées**
16 **pour le traitement du travail de bureau en raison d'une hausse du nombre**
17 **de demandes d'abonnement au mesurage net en 2018.**

- 3.2. Veuillez expliquer l'augmentation importante de ce délai pour la clientèle commerciale comparativement à la période précédente.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur vise à réduire cet écart à court terme. Des ressources**
2 **supplémentaires seront formées prochainement pour le marché commercial afin**
3 **de combler les postes laissés vacants à la suite d'un nombre de départs de**
4 **ressources plus significatif depuis le début de l'année 2018.**
- 5 **Voir également la réponse à la question 3.1.**

Question 4:

Références:

- (i) HQD-2, document 1, p.9
- (ii) HQD-2, document 1, p.10, tableau 1, note 6

Préambule :

(i)

« Les paramètres de l'indicateur Taux de fréquence des accidents ont été revus au 1er janvier 2018 afin de tenir compte de l'impact des blessures des employés sur la capacité de réalisation des activités de l'entreprise sans se limiter aux événements indemnisés par la Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité du travail. Il considère tous les événements ayant entraîné une perte de temps et une assignation temporaire (soit l'absence complète de l'employé ou sa présence partielle).

Le Distributeur utilise déjà cet indicateur pour apprécier le résultat de ses efforts en matière de santé et sécurité au travail. Il est fiable et soutenu par des processus de suivi, de vérification et de diffusion rigoureux. Il a également l'avantage d'être largement utilisé et reconnu dans l'industrie. » (Nous soulignons)

(ii)

« Le résultat du Taux de fréquence des accidents de 2018 n'est pas comparable aux résultats des années subséquentes, les définitions n'étant pas les mêmes. »

Questions :

- 4.1. Relativement à la référence (i), veuillez indiquer depuis quand le Distributeur utilise cet indicateur.

Réponse :

1 **Pour le Distributeur, les données historiques du résultat de l'indicateur *Taux de***
2 ***fréquence des accidents* selon l'ancienne mesure datent de 2002. Toutefois, les**
3 **paramètres de mesure de l'indicateur ont été révisés au 1^{er} janvier 2018 et,**
4 **depuis, les résultats ne sont plus comparables aux résultats antérieurs à 2018.**

4.2. Relativement à la référence (ii) et considérant que le Distributeur utilise déjà cet indicateur, veuillez présenter les données historiques basées sur celui-ci.

Réponse :

5 **La nouvelle mesure de l'indicateur *Taux de fréquence des accidents* étant**
6 **effective depuis le 1^{er} janvier 2018, cette dernière n'a pas d'historique officiel.**
7 **Toutefois, pour faciliter la transition, l'indicateur a été recalculé selon la nouvelle**
8 **mesure pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre des années 2015, 2016 et**
9 **2017. Ces valeurs ne remplacent pas les résultats officiels mesurés selon**
10 **l'ancienne méthode de calcul et diffusés pour ces années. Le tableau A-1 de la**
11 **pièce HQD-3, document 3 (B-0053) présente l'indicateur recalculé pour 2015,**
12 **2016 et 2017.**

Question 5:

Références:

- (i) HQD-2, document 1, p.10, tableau 1
- (ii) HQD-2, document 1, p.11
- (iii) HQD-2, document 1, pp. 17 et 18
- (iv) HQD-2, document 1, p. 18

Préambule :

(ii)

« Quant à l'IC normalisé, il est pratiquement identique à celui de l'an dernier, à pareille date, soit 72 minutes comparativement à 71. Toutefois, l'IC normalisé pour l'année 2017 est supérieur à la moyenne des 5 dernières années. Sur la base d'une première analyse portant sur les facteurs ayant un impact sur l'indicateur, le Distributeur a choisi

d'introduire deux nouveaux indicateurs (section 2.2) afin d'avoir un portrait plus global de la mesure de la fiabilité du service. Le Distributeur poursuit ses analyses et déposera le fruit de ses travaux dans un prochain dossier tarifaire. » (Nous soulignons)

(iv)

« Nombre de pannes basse tension Définition :

Représente le nombre de pannes sur le réseau basse tension selon les natures de cause suivantes :

- Conditions atmosphériques
- Équipements
- Faune
- Foudre
- Public
- Végétation
- Interventions du Distributeur
- Inconnues »

Questions :

5.1. Veuillez indiquer si l'évolution de l'indice de continuité normalisé depuis 2013 est le résultat d'une augmentation de la *proportion des clients touchés par une interruption* ou par une hausse de la *durée moyenne des interruptions par client ayant subi une interruption*.

Réponse :

1 **Comme présenté au tableau R-5.1, le Distributeur observe, en 2017, une**
2 **augmentation de la durée moyenne des interruptions par client,**
3 **comparativement à la moyenne 2012-2016, mais ne peut conclure à une**
4 **augmentation du nombre de clients touchés par panne. L'augmentation de la**
5 **durée des interruptions est fortement reliée au type de dommages engendrés par**
6 **les changements climatiques.**

7 **La durée médiane des interruptions par client pour la période 2012-2016 est de**
8 **93 minutes. Toutefois, le Distributeur considère que cette statistique n'est pas**
9 **significative car elle est calculée à partir de cinq données (2012 à 2016). L'usage**
10 **de la médiane avec un si petit nombre de données pourrait conduire à de**
11 **interprétations erronées.**

TABLEAU R-5.1 :
INDICE DE CONTINUITÉ NORMALISÉ, DÉLAI MOYEN D'INTERRUPTION ET
NOMBRE DE CLIENTS TOUCHÉS PAR PANNE

Période	IC normalisé (min)	Durée moyenne des interruptions (min)	Nombre de clients touchés par panne
2017	162	102	316
moyenne 2012-2016	131	93	307

5.2. Veuillez présenter ces deux statistiques de même que la *durée médiane des interruptions par client ayant subi une interruption* pour la période 2013-2018.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.3. Veuillez ventiler les deux nouveaux indicateurs (nombre de pannes basse tension, durée moyenne des interruptions par client) en fonction de la cause de l'interruption (référence (iv)).

Réponse :

2 **L'information demandée concernant l'indicateur *Nombre de pannes basse***
3 ***tension* est présentée au tableau R-5.3. Le Distributeur ne dispose pas des**
4 **données relatives à la durée moyenne des interruptions par client en fonction**
5 **des principales causes.**

TABLEAU R-5.3 :
NOMBRE DE PANNES BASSE TENSION PAR CAUSE

Causes	2017	Moyenne 5 ans
Conditions atmosphériques	196	204
Équipements ⁽¹⁾	13 534	12 800
Faune	5 701	5 608
Foudre	759	939
Public	874	901
Végétation	2 909	2 871
Interventions HQD	1 950	2 230
Inconnues	988	1 137
TOTAL	26 911	26 690

Note (1) : La cause « Équipements » inclut aussi certains bris liés indirectement aux événements climatiques.

5.4. Veuillez commenter quant à la possibilité de présenter cette ventilation dans les dossiers tarifaires futurs.

Réponse :

1 **Le Distributeur partage l'avis de la Régie qui considère que les indicateurs**
2 **doivent être analysés d'un point de vue global dans le cadre des dossiers**
3 **réglementaires. La Régie a d'ailleurs statué récemment sur la pertinence de**
4 **présenter des indicateurs désagrégés. À cet égard, elle indique dans sa décision**
5 **D-2017-022, paragraphe 61, que :**

6 **Pour les fins d'étude d'un dossier tarifaire, la Régie considère qu'il est**
7 **préférable d'avoir un nombre limité d'indicateurs, qui soient pertinents à**
8 **suivre et à analyser d'un point de vue global.**

5.5. Veuillez expliquer l'utilité pour la Régie de ces indicateurs dans leur forme agrégée considérant qu'ils ne sont pas normalisés pour certains les facteurs exogènes liés au climat que sont les conditions atmosphériques et la foudre.

Réponse :

9 **Le Distributeur est d'avis que ces trois indicateurs sont complémentaires et**
10 **permettent d'avoir une vision globale de l'expérience client en lien avec la**
11 **fiabilité de son service électrique.**

1 **Quant au nombre de pannes basse tension, plus de 90 % surviennent en jours**
2 **normalisés et conséquemment, le Distributeur croit important de présenter cet**
3 **indicateur dans sa globalité.**

4 **Pour la durée des pannes, l'information aurait pu être présentée de diverses**
5 **façons (moyenne tension vs basse tension, en jours normalisés et en jours**
6 **d'événements majeurs et autres). Le Distributeur privilégie toutefois cet**
7 **indicateur dans sa globalité car il permet de mesurer sa capacité à intervenir**
8 **rapidement lors de pannes de toute nature.**

CONVENTIONS COMPTABLES ET PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

Question 6:

Référence:

(i) HQD-3, document 2, p. 12, tableau 2

Questions :

6.2. Veuillez simuler l'impact du changement de durée d'amortissement proposé sur le revenu requis pour les années 2005 à 2018 en supposant que le changement ait été appliqué en 2005 et présenter les résultats selon le format de la référence (i). Veuillez de plus indiquer la hausse tarifaire globale qui aurait été appliquée si cette pratique avait été en vigueur.

Réponse :

9 **Le Distributeur ne voit pas la pertinence de fournir l'information demandée et**
10 **considère que la demande dépasse le cadre du présent dossier pour les raisons**
11 **suivantes :**

- 12 • **Le changement de norme affectant la durée d'amortissement du compte de**
13 **nivellement est effectif seulement à compter du 1^{er} janvier 2018 ;**
- 14 • **Les données demandées ne servent pas au calcul de la hausse tarifaire**
15 **2019-2020 ;**
- 16 • **Par le passé, des modalités exceptionnelles ont été utilisées à plusieurs**
17 **reprises pour amortir les soldes particuliers du compte de nivellement.**

6.3. Advenant que la modification comptable induise des impacts tarifaires jugés excessifs ou ne respectant pas l'engagement du Distributeur de maintenir la croissance des tarifs

sous le niveau de l'inflation, veuillez indiquer si le Distributeur disposerait de moyens efficaces pour mitiger la hausse tarifaire et qui soient conformes aux normes comptables. Dans l'affirmative, veuillez identifier ces moyens.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 4.3 de la demande de renseignements n° 1 de Régie**
2 **à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

PRÉVISION DES VENTES ET REVENUS

Question 7:

Références:

- (i) HQD-4, document 1, p. 18
- (ii) HQD-4, document 1, p. 18, tableau 5
- (iii) HQD-4, document 1, p. 19
- (iv) HQD-4, document 1, p. 18

Préambule :

- (i)

« Par ailleurs, l'énergie consommée pour la recharge à domicile est supérieure en hiver, bien que faiblement sensible aux journées particulièrement froides. » (Nous soulignons)
- (iii)

« L'ajout de la recharge de 400 000 véhicules a pour effet d'augmenter la probabilité d'occurrence d'une pointe d'hiver en soirée. L'impact moyen sur la pointe d'hiver du Distributeur est de 0,7 kW par véhicule rechargé, soit une valeur similaire à celle retenue par le Distributeur dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2026⁹. » (Note omise)
- (iv)

« Aux fins de l'analyse, le Distributeur a retenu le scénario le plus prudent sur l'utilisation des bornes domestiques, soit celui de considérer que chacun des 25 000 véhicules électriques du parc total est rechargé à partir d'une borne 240 V à domicile. Ce scénario présente l'avantage d'estimer l'impact possible le plus élevé en termes d'appel de puissance. »

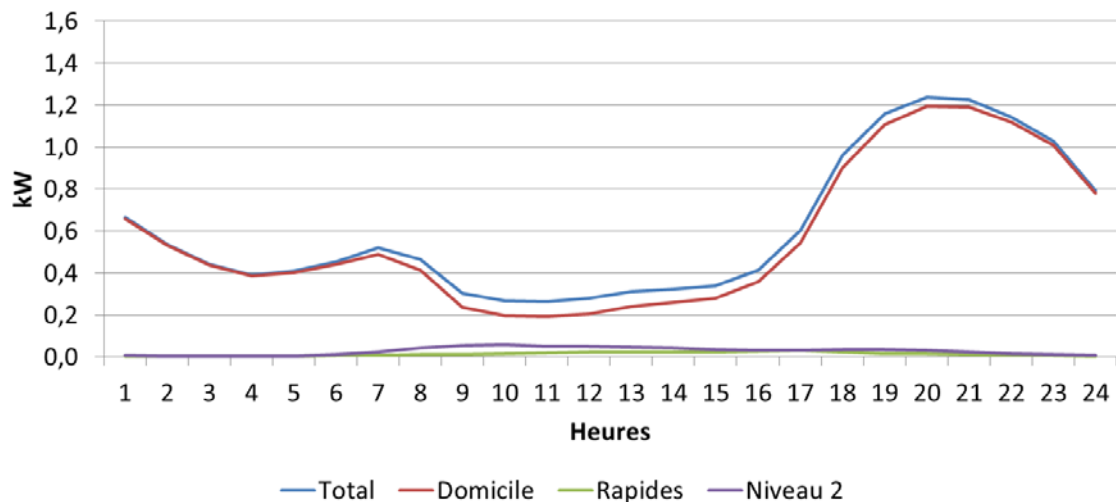
Questions :

7.2. Relativement à la référence (ii), veuillez présenter le profil de recharge de manière distincte pour les trois types de bornes.

Réponse :

1 **La figure R-7.2 présente l'information demandée.**

FIGURE R-7.2 :
PROFIL MOYEN DE LA RECHARGE D'UN VÉHICULE ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC
MOYENNE DES TROIS JOURS OUVRABLES LES PLUS FROIDS DE L'HIVER 2017-2018
PAR TYPE DE BORNE

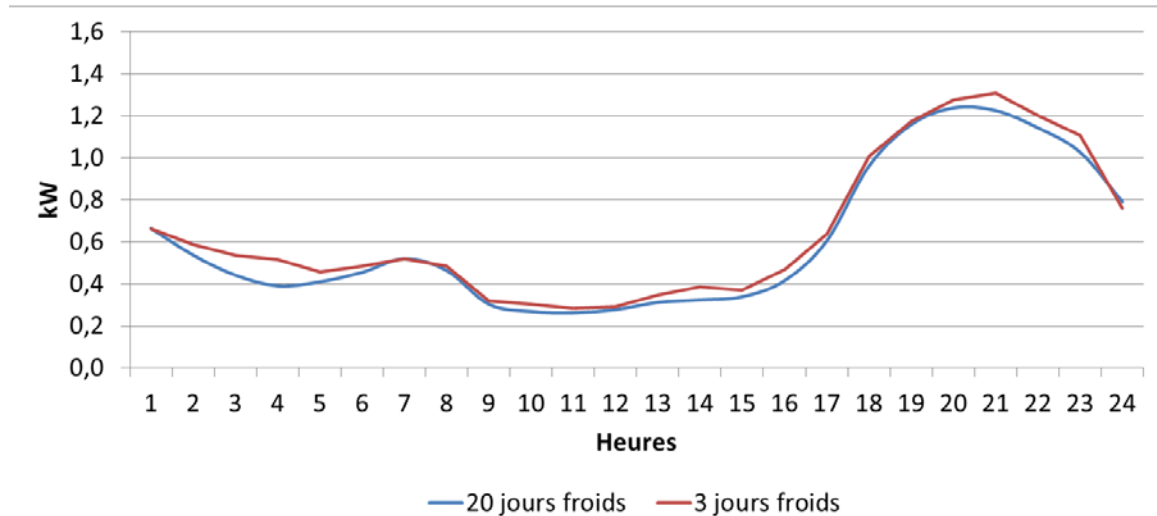


7.3. Considérant la faible sensibilité de l'énergie consommée aux journées froides (i) et afin d'obtenir un profil basé sur un échantillon supérieur à trois jours, veuillez présenter le profil de recharge moyen sur les 20 journées les plus froides de l'hiver.

Réponse :

2 **La figure R-7.3 présente l'information demandée.**

FIGURE R-7.3 :
PROFIL MOYEN DE LA RECHARGE D'UN VÉHICULE ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC
MOYENNE DES TROIS JOURS ET VINGT JOURS OUVRABLES LES PLUS FROIDS
DE L'HIVER 2017-2018



7.4. Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer la probabilité d'occurrence d'une pointe d'hiver en soirée avec et sans l'ajout de 400 000 véhicules électriques.

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 30.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-14,
2 document 2.

7.5. Veuillez confirmer que l'impact moyen sur la pointe de 0,7 kW est calculé selon la formule suivante :

Impact moyen sur la pointe =

Impact sur la pointe du matin x probabilité d'occurrence de la pointe du matin +

Impact sur la pointe du soir x probabilité d'occurrence de la pointe du soir.

- Dans l'affirmative, veuillez présenter la valeur de chacun des paramètres de ce calcul.
- Dans la négative, veuillez présenter le détail du calcul menant à l'impact moyen de 0,7 kW

Réponse :

1 **L'impact moyen de 0,7 kW par véhicule électrique est calculé par simulation.**

2 **Tout d'abord, le Distributeur utilise 329 simulations horaires des besoins de**

3 **l'hiver 2018-2019. Ces simulations représentent les variations horaires des**

4 **besoins en fonction des conditions climatiques observées sur la période**

5 **historique 1971 à 2017. La moyenne des 329 pointes d'hiver simulées**

6 **correspond à la pointe d'hiver normale sans l'ajout de 400 000 véhicules**

7 **électriques.**

8 **Par la suite, le Distributeur multiplie le profil moyen de la recharge d'un véhicule,**

9 **illustré à la figure 5 de la pièce HQD-4, document 1 (B-0012), par 400 000**

10 **véhicules. Ce profil de recharge quotidien total est ajouté à chacune des**

11 **journées des 329 simulations horaires chronologiques des besoins. La moyenne**

12 **des 329 pointes d'hiver découlant des simulations ajustées correspond à la**

13 **pointe d'hiver normale avec l'ajout de 400 000 véhicules électriques.**

14 **Enfin, l'impact moyen de 0,7 kW par véhicule représente la différence entre**

15 **la pointe normale avec l'ajout des véhicules et celle sans l'ajout des véhicules,**

16 **divisée par 400 000 véhicules. Cette approche permet de tenir compte de la**

17 **variabilité des occurrences de pointes du Distributeur.**

7.6. Veuillez présenter, pour un scénario avec ajout d'un million de véhicules électriques :

- La probabilité d'occurrence de la pointe du soir
- L'impact moyen sur la pointe du matin
- L'impact moyen sur la pointe du soir
- L'impact moyen sur la pointe d'hiver

Réponse :

18 **Les impacts de l'ajout d'un million de véhicules électriques sont les suivants :**

19 **• probabilité d'occurrence de la pointe du soir : 50 % ;**

20 **• impact moyen sur la pointe du matin : 0,4 kW par véhicule ;**

21 **• impact moyen sur la pointe du soir : 1,3 kW par véhicule ;**

22 **• impact moyen sur la pointe d'hiver : 0,75 kW par véhicule.**

7.7. Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer si le Distributeur dispose d'information sur la proportion des propriétaires de véhicules électriques ne disposant pas d'une borne de recharge 240 V à domicile. Si oui, veuillez produire cette information.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne connaît pas la proportion exacte de propriétaires de véhicules**
2 **électriques disposant de bornes de recharge 240 V à domicile. Les prochains**
3 **sondages sur l'utilisation de l'électricité au secteur résidentiel permettront au**
4 **Distributeur de préciser cette proportion.**

5 **Par ailleurs, la technologie actuelle permet aisément de convertir une simple**
6 **prise 240 V domestique en une borne. Il est donc prudent de considérer qu'une**
7 **grande majorité de véhicules électriques ont accès à une borne à domicile.**

7.8. Quel est, à la connaissance du Distributeur, l'impact moyen à la pointe du matin, du soir et d'hiver, de la recharge à 120V?

Réponse :

8 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information.**

9 **Pour les fins de l'analyse de l'impact en puissance des véhicules électriques, le**
10 **Distributeur assume que tous les véhicules disposent d'une borne 240 V à**
11 **domicile.**

REVENU REQUIS ET AUTRES REVENUS

Question 8:

Références:

- (i) HQD-9, document 2, p. 19, tableau 13
- (ii) HQD-9, document 2, p. 20, tableau 16
- (iii) HQD-9, document 2, p. 20, tableau 15
- (iv) HQD-8, document 1, p. 13, tableau 8
- (v) HQD-8, document 1, p. 14, tableau 9
- (vi) HQD-9, document 2, p. 19, tableau 14

Préambule :

Selon la référence (i), l'essentiel des contributions à des mises en service 2018 pour des projets de raccordement sont liées à divers projets de croissance, lesquels sont détaillés à la référence (ii). Le reste des contributions à des projets de raccordement sont liées aux autres contributions.

Questions :

8.1. Relativement à la référence (vi), veuillez présenter l'historique des *autres contributions* pour les 10 dernières années en présentant la ventilation entre les *travaux sur le réseau et activités de mesurage* et la catégorie *Autres*.

Réponse :

1 **Le Distributeur présente au tableau R-8.1 l'historique des 10 dernières années**
2 **des contributions à des projets de raccordement selon le format demandé.**

**TABLEAU R-8.1 :
HISTORIQUE DES CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

COMPOSANTES	Au 31 décembre (en M\$)									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Contributions avec le Transporteur										
Village cri Waskaganish	73,2	71,8	69,6	67,4	65,2	63,0	60,7	58,5	56,3	54,1
Premier appel d'offres éolien A/O 2003-02						31,4	29,8	28,3	26,7	25,1
Projet en croissance du Transporteur								121,2	330,2	321,1
Autres contributions	(5,0)	(4,7)	8,0	7,7	29,2	28,7	27,7	19,5	15,2	19,0
- travaux sur le réseau et activités de mesurage	(0,7)	(0,8)	(1,2)	(1,3)	(4,2)	(4,5)	(4,3)	(10,0)	(13,2)	(13,6)
- Autres	(4,3)	(3,9)	9,2	9,0	33,4	33,2	32,0	29,5	28,4	32,6
Total des contributions avec le Transporteur	68,2	67,1	77,6	75,1	94,4	123,1	118,3	227,5	428,4	419,3
Contributions avec le Producteur et autres										
Autres contributions	(6,6)	(7,8)	(22,8)	(22,2)	(21,1)	(19,2)	(18,2)	(17,1)	(13,7)	(14,2)
Total	61,6	59,3	54,8	52,9	73,3	103,9	100,1	210,4	414,7	405,1

8.2. Veuillez expliquer de quoi est composée la catégorie *Autres des autres contributions*

Réponse :

3 **La rubrique Contributions avec le Transporteur / Autres contributions / Autres**
4 **regroupe principalement les contributions dues au Transporteur pour le**
5 **raccordement de grands clients ou le raccordement de producteurs privés. Le**
6 **Distributeur précise toutefois que ces contributions excluent les contributions**

1 relatives aux producteurs privés dont la production est issue de petites centrales
2 hydrauliques, de biomasse ou d'appel d'offres d'éolien.

3 Elle comprend également les contributions relatives au raccordement des actifs
4 liés aux besoins spécifiques du Transporteur, comme le raccordement de
5 chantiers de construction et de bâtiments administratifs.

8.3. Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que les contributions avec le Producteur
représentent des versements du Producteur vers le Distributeur.

Réponse :

6 Le Distributeur précise que la rubrique indiquée devrait se lire Contribution avec
7 le Producteur et autres. Le Distributeur confirme qu'il s'agit principalement de
8 contributions du Producteur dues au Distributeur, notamment pour le
9 raccordement de chantiers de construction et de bâtiments administratifs. Cette
10 rubrique peut également comprendre des contributions en provenance de
11 divisions autres que le Producteur et le Transporteur.

8.4. Veuillez expliquer de quoi découlent ces contributions et dans quelles circonstances ils
surviennent.

Réponse :

12 Voir la réponse à la question 8.3.

8.5. La référence (ii) montre que la contribution du Distributeur aux projets de raccordement
touche une multitude de projets plutôt que des projets individuels. Veuillez justifier de
qualifier ces projets globalement comme facteur Y?

Réponse :

13 La section C de l'Appendice J des Tarifs et conditions des services de transport
14 d'Hydro-Québec précise que :

15 Les coûts relatifs aux ajouts requis pour répondre aux besoins de
16 croissance de la charge locale, pour laquelle le Distributeur transmet
17 annuellement sa prévision au Transporteur conformément à l'article 37.1 i)
18 des présentes, sont assumés par le Transporteur jusqu'à concurrence du
19 montant maximal indiqué à la section E ci-dessous, en tenant compte
20 globalement de l'ensemble des investissements associés aux projets mis en
21 service par le Transporteur dans une année et de l'ensemble de la

1 croissance de charge que ces projets visent à alimenter sur une période de
2 vingt (20) ans.

3 **[Le Distributeur souligne]**

4 Actuellement, l'Appendice J ne permet pas le report à une année ultérieure d'un
5 solde positif de l'agrégation des projets réalisés par le Transporteur pour la
6 croissance de la charge locale.

7 Afin de se conformer aux pratiques du Transporteur, le Distributeur traite
8 l'agrégation de projets comme le prévoit l'appendice J. Les différents projets qui
9 s'y trouvent influencent à la hausse ou à la baisse la contribution requise du
10 Distributeur. La contribution requise est donc la résultante de l'agrégation de
11 projets. Par conséquent, le Distributeur ne pourrait présenter individuellement
12 les projets.

8.6. Veuillez confirmer qu'aucun des projets pris individuellement ne rencontre le seuil de matérialité fixé par la Régie pour les facteurs Y.

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 8.5.**

8.7. La FCEI comprend de la référence (iii), que le Distributeur dispose d'un crédit de 70,6 M\$ relativement aux projets de raccordement de 2017. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne déduit pas ce montant de la contribution pour les projets en croissance de 2018.

Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 8.5.**

8.8. Veuillez indiquer quel est l'impact sur le revenu requis calcul à la référence (iv) lorsque le crédit de 2017 est déduit de la contribution 2018.

Réponse :

15 **Sans objet. Voir la réponse à la question 8.5.**

8.9. Veuillez expliquer l'écart entre le montant de 21,9M\$ présenté à la référence (iv) et le montant de 20,4 M\$ présenté à la référence (v) pour l'année 2019.

Réponse :

1 **Le tableau 8 de la référence (iv) du préambule présente l'impact des**
2 **contributions de 2018 sur les revenus requis 2019 établis selon la formule**
3 **d'indexation ou selon le coût de service.**

4 **Le tableau 9 de la référence (v) du préambule présente l'impact de la totalité des**
5 **contributions sur les revenus requis 2019 à 2021 établis selon la formule**
6 **d'indexation ou selon le coût de service, dont les contributions de 2018.**

8.10. Veuillez indiquer si le Distributeur conteste ou questionne à l'occasion les décisions d'investissement du Transporteur qui affectent le coût du service de transport de la charge locale. Dans l'affirmative, veuillez fournir un exemple d'une telle situation.

Réponse :

7 **Les décisions d'investissement relatives à la planification du réseau sont prises**
8 **conjointement avec le Transporteur et reflètent les solutions optimales**
9 **permettant de répondre aux besoins identifiés. Le Distributeur, tout comme le**
10 **Transporteur, est préoccupé par la recherche de solutions minimisant l'impact**
11 **sur le coût du service de transport tout en se rapprochant le plus possible d'une**
12 **solution techniquement optimale.**

13 **Ainsi, à titre d'exemple, une surcharge de poste ou de ligne ou encore un**
14 **problème de sur ou sous tension peut survenir sur le réseau. Lorsque la**
15 **résolution du problème nécessite la participation du Transporteur et du**
16 **Distributeur, une analyse conjointe est lancée. Le Transporteur propose alors**
17 **une solution et les emplacements potentiels envisagés. Le Transporteur et le**
18 **Distributeur échangent afin d'identifier la meilleure solution technique au**
19 **meilleur coût possible. Tout au long de l'élaboration de la solution par le**
20 **Transporteur, le Distributeur participe à l'analyse technique.**

8.11. Advenant que la Régie juge nécessaire de protéger le Distributeur contre les fluctuations découlant des contributions pour raccordement, veuillez indiquer si le Distributeur serait ouvert au maintien des contributions dans la formule d'indexation.

Réponse :

1 Dans le cadre du présent dossier², le Distributeur demande à la Régie de
2 reconnaître en bloc l'ensemble de la rubrique Contribution à des projets de
3 raccordement à titre de Facteur Y. Une décision en ce sens de la Régie
4 entraînerait l'exclusion des contributions de la Formule d'indexation. Une
5 décision contraire de la Régie, à savoir un maintien des contributions dans la
6 formule d'indexation, ne permettrait pas de protéger le Distributeur contre les
7 fluctuations, puisqu'à compter du moment où un élément de coût est intégré
8 dans la formule d'indexation, aucun suivi distinct de cet élément ne peut être
9 effectué. En effet, le principe même de la formule d'indexation est de permettre
10 au Distributeur de gérer une enveloppe globale de coûts, sans suivi spécifique
11 par nature comptable. Par conséquent, la reconnaissance des Contributions à
12 des projets de raccordement à titre de Facteur Y est le seul moyen de protéger le
13 Distributeur et la clientèle des fluctuations en découlant.

Question 9:

Références:

- (i) R-4011-2017, B-0042, HQD-11, document 1, p. 3, tableau 1
- (ii) HQD-11, document 1, p. 3, tableau 1

Préambule :

Le frais de gestion et d'ouverture de dossier se sont élevés à 10,7 M\$ en 2016. À l'année de base 2017, le Distributeur prévoyait des frais inférieurs à 8,0 M\$ en raison du projet pilote relatif aux frais de gestion en place depuis 2016. Le frais réels pour 2017 ont été de 9,4 M\$ soit 1,3 M\$ de moins qu'en 2016 plutôt que les 2,7 M\$ anticipés.

La révision des dispositions relatives aux frais de gestion a été officialisée par la décision D-2018-015 et est en application depuis le 1^{er} avril 2018.

Le Distributeur prévoit pour l'année de base 2018 des frais de 6,5 M\$, soit 3 M\$ de moins qu'en 2017.

Questions :

9.1. Veuillez présenter pour les mois d'avril à août 2017 et 2018,

² Pièce HQD-8, document 1 (B-0021), page 14.

- le nombre et la proportion d'ouvertures de dossier en libre service;
- le nombre et la proportion de changements de dossier en libre service;
- les frais de gestion et d'ouverture de dossier collectés.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est plus en mesure de distinguer les demandes d'ouverture de**
2 **dossier et les demandes de changement de dossier en fonction des frais**
3 **chargés aux clients. Lors des projets pilotes relatifs aux frais de gestion et**
4 **d'ouverture de dossier en 2016 et 2017, les montants facturés aux clients leur**
5 **étaient par la suite crédités, ce qui permettait au Distributeur de distinguer le**
6 **nombre d'ouvertures de dossier et le nombre de changements de dossier en**
7 **libre-service. Depuis la révision des dispositions relatives aux frais de gestion au**
8 **1^{er} avril 2018, aucun frais n'est chargé au client lorsque la demande est**
9 **complétée au moyen d'un libre-service, et ce, dans les deux cas. Le Distributeur**
10 **n'est donc pas en mesure de présenter l'information demandée séparément pour**
11 **l'année 2018. En ce qui a trait à l'année 2017, le Distributeur tient à rappeler que**
12 **l'information sur le nombre d'ouvertures et de changements de dossier en**
13 **libre-service pour la période du 1^{er} avril au 30 septembre 2017 a déjà été fournie à**
14 **la FCEI dans le cadre du dossier tarifaire R-4011-2017³.**

15 **Le nombre total de demandes en libre-service pour les mois d'avril à août 2017**
16 **et 2018 ont été de 133 234 et 156 699 respectivement. La proportion des**
17 **demandes en libre-service par rapport au total de demandes a été de 32 % en**
18 **2017 et de 37 % en 2018. Les frais de gestion et d'ouverture de dossier facturés**
19 **aux clients pour cette même période se sont élevés à 5,0 M\$ en 2017 et à 4,0 M\$**
20 **en 2018.**

APPROVISIONNEMENTS

Question 10:

Référence:

- (i) B-0017, HQD-6, document 1, p. 13, Tableau 9
- (ii) B-0017, HQD-6, document 1, p. 14, Figure 1

³ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-15, document 7 (B-0087), réponses aux questions 20.8 et 20.9.

- (iii) R-3986-2016, B-0025, Présentation sur l'allocation des bâtonnets patrimoniaux du 14 novembre 2017, pp. 7 à 17
- (iv) R-3986-2016, B-0025, Présentation sur l'allocation des bâtonnets patrimoniaux du 14 novembre 2017, p. 17
- (v) R-3986-2016, B-0025, Présentation sur l'allocation des bâtonnets patrimoniaux du 14 novembre 2017, p. 18

Préambule :

(i)

Le tableau 9 présente l'indicateur demandé par la Régie dans sa décision D-2018-025. On peut y observer une différence marquée les résultats des années 2013 à 2015 et 2016 à 2017.

(iii)

La présentation explique comment le Distributeur détermine pur un moment donné dans l'année les bâtonnets patrimoniaux déjà utilisés et dispose les bâtonnets restants sur les heures restantes de l'année ce qui, combiner à l'inventaire des approvisionnements avec obligation de prendre livraison, permet de déterminer le niveau des approvisionnements additionnels requis (AAR).

Questions :

10.1. Veuillez expliquer pourquoi le taux d'énergie patrimoniale inutilisée par rapport à l'optimum théorique chute drastiquement en 2016 et 2017 par rapport aux années précédentes. Veuillez notamment élaborer sur les facteurs (degrés-jours, volatilité météorologique, stratégie d'achat, niveau des approvisionnements de long terme, etc.) ayant causé ces écarts et expliquer le mécanisme par lequel les variations dans ces facteurs affectent le niveau d'énergie patrimoniale inutilisée.

Réponse :

1 **Tel qu'il est mentionné dans la preuve (pièce HQD-6, document 1 [B-0017],**
2 **page 14), le volume d'électricité patrimoniale inutilisée étant influencé par**
3 **plusieurs facteurs autres que les achats de court terme, il est difficile d'établir un**
4 **lien avec les achats réels. En effet, outre l'analyse de comparaison présentée, les**
5 **analyses fines de la variation des taux entre les années demanderaient de**
6 **pouvoir isoler, un à un, les effets de plusieurs facteurs sur l'énergie patrimoniale**
7 **inutilisée, et ce, pour les 8 760 heures de l'année. Toutefois, pour les années**
8 **2016 et 2017, le Distributeur observe un fort volume d'électricité patrimoniale**
9 **inutilisée et un plus faible volume d'achats de court terme.**

10.2. Veuillez produire l'équivalent de la Figure 1 pour les années 2013 à 2016.

Réponse :

1 **Le Distributeur a produit la figure 1 pour l'année 2017 afin d'illustrer les écarts**
2 **possibles pouvant exister entre les achats réels et ceux proposés par un**
3 **scénario de référence en reflétant l'évolution de la demande québécoise. L'année**
4 **2017 a été utilisée puisque les données sur les achats horaires sont publiques ;**
5 **elles ont été validées et déposées dans le suivi de l'entente globale cadre à la**
6 **demande de la Régie (D-2017-140).**

7 **Le Distributeur n'a pas compilé toutes les variations des besoins réguliers du**
8 **Distributeur utilisées lors de l'établissement de ses stratégies journalières pour**
9 **les années 2013 à 2016.**

10.3. Veuillez confirmer l'exactitude de la description en préambule (iii) du processus permettant d'établir les AAR. Sinon veuillez rectifier.

Réponse :

10 **Le Distributeur comprend que l'intervenant fait référence à la présentation sur**
11 **l'allocation des bâtonnets patrimoniaux (B-0094) et non à celle des coûts évités**
12 **en réseaux autonomes (B-0025).**

13 **Le préambule (iii) résume à haut niveau huit planches de la présentation sur**
14 **l'allocation des bâtonnets patrimoniaux.**

10.4. Veuillez confirmer que le scénario d'utilisation prévisionnel (iv) correspond à la moyenne heure par heure des utilisations découlant de plusieurs simulations climatiques basées sur des données climatiques historiques décalées sur sept jours. Sinon veuillez expliquer.

Réponse :

15 **Le Distributeur le confirme.**

10.5. Veuillez expliquer comment est appliqué le critère « Effet sur le risque de dépassement horaire annuel (Entente globale cadre) ».

Réponse :

16 **Lors des comparaisons des différentes stratégies permettant de répondre à la**
17 **demande québécoise, il s'agit d'un des éléments pris en compte pour retenir la**

1 **stratégie optimale qui permet d'éviter au Distributeur de recourir à l'entente**
2 **globale cadre.**

10.6. Selon la référence (iii), l'horizon des prévisions de court terme est de 12 jours. La référence (v) indique que la décision consiste à établir les quantités à acheter pour chaque heure de l'horizon analysé.

- Combien de fois par jour l'exercice décisionnel sur les quantités à acheter est-il réalisé?
- Veuillez indiquer si le Distributeur vise des achats égaux aux AAR indépendamment de l'écart temporel entre le moment de la décision et l'heure sur laquelle elle porte.
- Veuillez indiquer comment le Distributeur prend en compte l'incertitude sur la prévision de la demande lorsqu'il réalise des achats. Achète-t-il moins que la prévision de besoin? Plus que la prévision des besoins? Comment l'ampleur des sous ou sur achats est-elle déterminée? Si la réponse varie en fonction de l'intervalle entre le moment des achats et l'heure visée, veuillez répondre pour chaque type d'intervalle (e.g. une semaine, 3-4 jours, 2 jours, 1 jour, quelques heures).
- Veuillez également indiquer si et comment les contraintes de faisabilité et de marché interviennent dans l'établissement du choix des quantités visées.

Réponse :

3 **Concernant la première sous-question qui relève du domaine opérationnel des**
4 **approvisionnements, le Distributeur considère qu'elle n'est pas pertinente à**
5 **l'examen du présent dossier. Toutefois, le Distributeur précise que les exercices**
6 **décisionnels sont faits selon les besoins.**

7 **Quant à la deuxième sous-question, le Distributeur ne vise pas nécessairement**
8 **des achats égaux aux AAR puisque plusieurs risques ne sont pas pris en**
9 **compte dans leurs déterminations. Le Distributeur comparera plutôt différentes**
10 **stratégies.**

11 **Pour couvrir certains risques à des heures plus critiques, le Distributeur peut**
12 **acheter ou recourir à ses moyens de gestion supplémentaires pour assurer la**
13 **fiabilité des approvisionnements. De même, il peut, à certaines heures moins**
14 **critiques, retarder l'acquisition d'énergie sur les marchés de court terme.**

15 **Finalement, les contraintes de faisabilité et de marché sont prises en compte par**
16 **le Distributeur et se refléteront dans l'ordonnancement de ses moyens de**
17 **gestion. Si un moyen n'était pas disponible (non-disponibilité de réservation de**
18 **transport et d'interconnexion ou configuration du réseau du Transporteur), le**
19 **Distributeur ferait appel à un autre moyen disponible dans son portefeuille. Cet**

1 **autre moyen pourrait toutefois s'avérer plus coûteux et n'aurait pas été retenu**
2 **sans ces contraintes.**

10.7. Veuillez confirmer que, abstraction faite des contraintes décrites à la référence (v), la stratégie d'approvisionnement de court terme du Distributeur vise globalement à concrétiser des approvisionnements correspondants aux AAR. Sinon veuillez expliquer.

Réponse :

3 **Le Distributeur ne peut le confirmer puisque, malgré le fait que toutes les**
4 **contraintes puissent être levées, il subsiste des incertitudes sur les prévisions**
5 **des besoins à l'intérieur d'une année civile.**

10.8. Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà analysé des stratégies présentant des approvisionnements de court terme systématiquement moindre que sa stratégie actuelle. Si oui, veuillez élaborer sur les résultats de ces analyses.

Réponse :

6 **Non. Une telle stratégie pourrait exposer le Distributeur à une situation de non-**
7 **respect du critère de fiabilité des approvisionnements de la clientèle québécoise**
8 **ce qui n'est pas envisageable. De plus, cette stratégie augmenterait de façon**
9 **délibérée le recours à l'entente globale cadre, ce qui va à l'encontre de l'esprit**
10 **même de cette entente.**

10.9. Pour les années 2013 à 2017, veuillez produire sur une base mensuelle la somme des écarts entre les deux variables suivantes pour chaque heure :

- les AAR telles qu'établies selon la dernière évaluation de la journée précédent la livraison;
- les approvisionnements contractés afin d'y répondre.

Réponse :

11 **Les informations demandées relèvent du domaine opérationnel du Distributeur.**
12 **De plus, l'étendue de la demande impliquerait la manipulation de séries de**
13 **données de grand volume que le Distributeur n'a pas agrégées, par conséquent**
14 **le Distributeur ne peut fournir l'information demandée au prix d'efforts**
15 **raisonnables.**

10.10. Veuillez présenter l'écart moyen entre les des prix « day ahead » et « real time » pour le marché de NY pour les mois de janvier, février, mars et décembre des années 2013 à 2017.

Réponse :

1 **Les données des prix de marché demandées sont du domaine public et sont**
2 **disponibles sur le site du NYISO.**

10.11. Pour chacune des années 2013 à 2017, veuillez présenter dans un fichier Excel la disposition chronologique pour les 8 760 heures de l'année tel que prévu au 1^{er} janvier

- des bâtonnets patrimoniaux;
- des AAR;
- de l'énergie patrimoniale inutilisée;
- le recours à l'entente-cadre.

Réponse :

3 **L'information demandée dépasse le niveau de détails requis pour l'examen d'un**
4 **dossier réglementaire.**

10.12. Pour chacune des années 2013 à 2017, veuillez présenter dans un fichier Excel la disposition chronologique pour les 8 760 heures de l'année tel que prévu au 1^{er} décembre

- des bâtonnets patrimoniaux;
- des AAR;
- de l'énergie patrimoniale inutilisée;
- le recours à l'entente-cadre.

Réponse :

5 **L'information demandée dépasse le niveau de détails requis pour l'examen d'un**
6 **dossier réglementaire.**

10.13. Veuillez indiquer le nombre de degrés-jours de chauffage prévus et réels sur une base mensuelle pour les années 2013 à 2017.

Réponse :

1 L'information demandée est présentée au tableau R-10.13.

TABLEAU R-10.13 :
DEGRÉS-JOURS EN BASE 15° C - PONDÉRATION 50 % MONTRÉAL / 50 % QUÉBEC

	Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Réel												
2013	747	625	486	294	75	20	0	1	47	178	440	758
2014	803	684	691	319	79	1	0	2	65	169	430	600
2015	854	853	625	299	49	16	0	0	21	257	346	453
2016	679	645	523	362	94	15	1	0	36	199	349	645
2017	649	576	627	269	109	11	0	2	24	108	445	766
Prévu (Normal)	749	631	522	279	77	9	0	1	41	204	388	628

10.14. Relativement à la référence (v), dans la pratique, lorsque de l'énergie est disponible sur les marchés voisins à un coût inférieur au prix de l'électricité patrimoniale, le Distributeur achète-t-il cette énergie ou prend-il livraison de l'électricité patrimoniale? S'il prend livraison de l'électricité patrimoniale, veuillez justifier.

Réponse :

2 Comme déjà mentionné dans le dossier R-3905-2014⁴, le Distributeur maximise
3 en continu l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale. Ainsi, les achats de
4 court terme réalisés par le Distributeur visent à combler des besoins qui
5 surviennent au-delà de l'électricité patrimoniale et des autres
6 approvisionnements de long terme.

Coûts évités

Question 11:

Références:

- (i) HQD-4, document 3.11, p. 22
- (ii) HQD-4, document 3.11, p. 24
- (iii) D-2015-119, paragraphe 69

⁴ Dossier R-3905-2014, pièce HQD-15, document 3 (B-0085), page 27, réponse à la question 17.4.

- (iv) R-3569-2005, HQD-1, document 1.2, p. 15, article 7.2
- (v) R-4056-2018, B-0011, HQD-2, document 1.1
- (vi) R-4063-2018

Préambule :

Mise à jour du signal de coût évité

- La méthodologie d'établissement et les signaux des coûts évités de T&D ont été approuvés en 2008.
- Les signaux n'ont pas été révisés depuis, car les coûts évités de T&D sont **relativement stables dans le temps** :
 - La planification et la construction de ces réseaux étant davantage **sous le contrôle** direct du Transporteur et du Distributeur;
 - **Pas de rupture technologique** majeure jusqu'à ce jour.
- Afin de s'assurer que les signaux demeurent **raisonnables**, le Distributeur valide annuellement l'évolution de ces coûts évités de T&D.
- Des travaux sont en cours actuellement pour une mise à jour complète de la détermination des signaux de coûts évités T&D (impact éventuel des nouvelles technologies, etc...).

(vi)

Sur la base de l'analyse sommaire, le Distributeur conclut que le coût de la combinaison des centrales solaires, éoliennes et de stockage est largement supérieur à 100 M\$ et varie en fonction de la quantité de stockage nécessaire pour assurer une fiabilité suffisante.

Questions :

11.1. Veuillez confirmer que la validation des coûts évités de transport et distribution consiste à réappliquer la méthodologie d'évaluation chaque année et à s'assurer que ceux-ci ne s'éloignent pas de manière trop importante des coûts évités approuvés.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14, document 3.**

11.2. Veuillez présenter les coûts évités en transport et en distribution tels que calculés pour les fins de la validation pour les années 2015 à 2018.

Réponse :

1 **Le calcul des coûts évités de transport et distribution aux fins de validation pour**
2 **les années 2015 à 2017 dépasse le cadre d'examen du présent dossier tarifaire.**
3 **Pour 2018, voir la réponse à la question 10.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14,**
4 **document 3.**

11.3. Veuillez justifier de ne pas mettre à jour ces coûts évités chaque année?

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 10.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14, document 3.**

11.4. La référence (ii) présente un ensemble de sept coûts évités. Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que ces coûts évités sont communiqués au Transporteur annuellement, et ce, afin que celui-ci puisse prendre des décisions, notamment des décisions d'investissement, qui soient optimisées en tenant compte de la réalité des coûts du Distributeur.

Réponse :

6 **Le Distributeur transmet au Transporteur les coûts évités de fourniture (énergie**
7 **et puissance) seulement. Ces coûts lui permettent de calculer la valeur**
8 **économique associée aux pertes électriques découlant de ses projets. Seuls ces**
9 **coûts évités sont pertinents pour sa prise de décision.**
10 **Voir également la réponse à la question 11.5.**

11.5. Veuillez indiquer si, selon le Distributeur, la simple transmission de ses coûts évités assure que sa réalité économique est adéquatement prise en compte dans ses décisions d'investissement du Transporteur. Dans l'affirmative, veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé des analyses permettant de supporter cette conclusion.

Réponse :

11 **Lorsque le Transporteur doit prendre une décision d'investissement (croissance,**
12 **pérennité, fiabilité, respect des exigences), il doit toujours considérer la solution**

1 de moindre coût, dans le respect des critères de fiabilité, environnementaux et
2 d'acceptabilité sociale.

3 Les solutions analysées peuvent, dans certains cas, être déployées autant sur le
4 réseau de transport que celui de distribution. Dans ces cas, tous les scénarios
5 techniques sont analysés conjointement par le Transporteur et le Distributeur.
6 Les analyses économiques sont ainsi réalisées sur la base des coûts
7 spécifiques des projets, ce pourquoi les coûts évités de transport et de
8 distribution ne sont pas pertinents.

11.6. Veuillez indiquer si le Distributeur valide que les projets d'investissement déposés par le Transporteur à la Régie prennent adéquatement en compte sa réalité économique et ses coûts évités. Si oui, veuillez présenter les analyses économiques réalisées par le Distributeur dans le cadre du dossier R-3926-2015 relativement à l'ajout d'un deuxième transformateur au poste de Rivière-du-Loup (iii).

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 11.5.

10 La question relative au poste de Rivière-du-Loup dépasse le cadre du présent
11 dossier tarifaire.

11.7. Considérant la possibilité pour le Distributeur de ne pas prendre livraison de toute l'énergie produite en vertu de ses contrats d'approvisionnements éoliens lorsque celle-ci ne peut être transportée (iv) et considérant également la valeur du coût évité de l'énergie en été transmise au Transporteur, veuillez indiquer s'il était, selon le Distributeur, plus avantageux économiquement pour lui que le Transporteur ajoute un deuxième transformateur au poste de Rivière-du-Loup ou qu'il n'en ajoute pas?

Réponse :

12 Cette question dépasse le cadre du présent dossier.

11.8. Relativement à la référence (v), veuillez indiquer le coût du stockage et la capacité considérée en MWh et en MW.

Réponse :

13 Cette question dépasse le cadre d'examen du présent dossier, notamment sur
14 l'utilisation des coûts évités. De plus, la question fait référence à la demande
15 d'autorisation du Distributeur de réaliser des travaux d'installation de nouveaux

1 câbles pour l'alimentation de l'Île d'Orléans, dossier qui est en cours d'examen
2 par la Régie.

11.9. Veuillez indiquer le coût par MW d'une option de stockage d'électricité pour un usage en pointe pendant quatre heures pour 2018 à 2026.

Réponse :

3 **Cette question dépasse le cadre du présent dossier. La question fait référence à**
4 **la demande d'autorisation du Distributeur de réaliser des travaux d'installation**
5 **de nouveaux câbles pour l'alimentation de l'Île d'Orléans, dossier qui est en**
6 **cours d'examen par la Régie.**

11.10. Relativement à la référence (vi), veuillez indiquer si le Distributeur a évalué la rentabilité d'une option de stockage d'énergie. Si oui, veuillez indiquer le coût de cette option de même que la capacité de stockage requise.

Réponse :

7 **Cette question dépasse le cadre d'examen du présent dossier, notamment sur**
8 **l'utilisation des coûts évités. De plus, la question fait référence à la demande**
9 **d'autorisation du Transporteur et du Distributeur de réaliser des travaux relatifs**
10 **au nouveau poste Le Corbusier, dossier qui est en cours d'examen par la Régie.**

Gestion de la demande en puissance – Bi-énergie télécommandée

Question 12:

Références

(i) B-0026, HQD-10, document 1, pp. 15 et 16

Questions :

12.1. Veuillez déposer la documentation expliquant l'offre du projet pilote de biénergie interruptible.

Réponse :

11 **Le Distributeur présente ci-dessous la communication faite aux employés qui**
12 **décrit l'offre du projet-pilote de biénergie interruptible.**

1 « Hydro-Québec invite ses employés au tarif D & DT, dont la
2 résidence est munie d'un système de chauffage principal à
3 l'électricité et d'un deuxième système de chauffage non électrique, à
4 participer à un projet pilote pendant l'hiver 2016-2017. Vous pourriez
5 ainsi contribuer à l'élaboration éventuelle d'une nouvelle offre
6 commerciale en gestion de la demande en puissance.

7 **Description du projet**

8 Entre le 1^{er} décembre 2016 et le 31 mars 2017, vous devrez utiliser
9 votre deuxième système de chauffage pour un maximum de 300
10 heures, soit entre 6 h et 9 h et entre 16 h et 20 h (excluant les fins de
11 semaine et les jours fériés).

12 Pour le client actuellement au tarif D, Hydro-Québec vous transmettra
13 par courriel, 48 heures à l'avance, la date et la plage horaire pendant
14 laquelle vous devrez utiliser votre deuxième système de chauffage
15 non électrique.

16 Pour le client actuellement au tarif DT, l'utilisation de votre deuxième
17 système de chauffage non électrique sera télécommandée à distance
18 par Hydro-Québec. L'entreprise assumera les coûts liés à
19 l'équipement en remplacement de la sonde actuelle située à
20 l'extérieur de la résidence. Votre présence n'est pas requise pendant
21 l'installation et la désinstallation de l'équipement.

22 Pour participer au projet, vous devez :

- 23 • posséder un système de chauffage principal à l'électricité et un
24 deuxième système de chauffage non électrique ;
- 25 • posséder un compteur de nouvelle génération depuis un an ;
- 26 • être propriétaire de l'habitation située dans la région
27 métropolitaine de Montréal et y loger depuis au moins un an ;
- 28 • pour les clients du tarif DT, accepter d'être facturés au tarif D du
29 1^{er} décembre 2016 au 30 novembre 2017.

30 La date limite pour vous inscrire est le jeudi 17 novembre. Le nombre de places
31 est limité. Nous communiquerons avec les participants sélectionnés. »

12.2. Veuillez expliquer la nouvelle offre proposée dans le sondage s'adressant au client DT
ne participant pas au projet pilote.

Réponse :

32 Dans le cadre de ce sondage, le Distributeur souhaitait sonder l'intérêt des
33 clients qui disposaient d'un système de chauffage biénergie, adhérent ou ayant
34 déjà adhéré au tarif DT, pour une nouvelle offre qui pourrait éventuellement les
35 viser et qui leur permettraient de réduire leur facture d'électricité sous une autre

1 forme que le tarif DT. L'offre à l'étude correspondait à une offre de biénergie
2 télécommandée basée sur une compensation directe pour l'effacement du client.

3 Le préambule et la question étaient les suivants :

4 « Hydro-Québec étudie actuellement une nouvelle offre qui
5 permettrait à ses clients résidentiels qui disposent d'un système
6 biénergie de faire des économies sur leur facture d'électricité. Pour
7 avoir accès à cette offre, les clients devraient être au tarif régulier
8 d'Hydro-Québec (tarif D) et non au tarif DT (tarif biénergie).

9 Voici comment ça fonctionnerait :

10 Plutôt qu'être déterminé par la température extérieure, pendant un
11 nombre limité d'heures dans l'année, Hydro-Québec actionnerait le
12 système de chauffage au combustible du client à l'aide d'une
13 télécommande. Le système de chauffage à l'électricité serait quant à
14 lui éteint pendant ces heures. En échange du retrait du chauffage
15 électrique, Hydro-Québec ferait bénéficier le client d'économies sur
16 sa facture d'électricité. Si le client décidait d'utiliser malgré tout son
17 système électrique, il ne serait pas désavantagé puisqu'il paierait sa
18 facture au tarif régulier.

19 De prime abord, seriez-vous ouvert à la possibilité d'adhérer à une
20 telle offre? »

12.3. Veuillez déposer les questions de ce sondage telles que présentées aux clients de même que les résultats du sondage.

Réponse :

21 Voir la réponse à la question 32.1 de la demande de renseignements n° 1 de la
22 Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).

12.4. Veuillez indiquer le nombre de clients ayant complété le sondage.

Réponse :

23 Ce sondage a été réalisé auprès de 300 clients adhérant au tarif DT et 302 clients
24 ayant déjà adhéré au tarif DT.

12.5. Veuillez justifier l'exigence de passer au tarif D pour utiliser cette offre.

Réponse :

1 L'offre à l'étude présentée dans le cadre de ce sondage exigeait l'adhésion au
2 tarif D puisque la compensation était accordée directement sur les kW effacés,
3 comme c'est le cas pour les participants au programme GDP Affaires ou comme
4 il est proposé dans le cadre de l'option CPC de la proposition de tarification
5 dynamique. Le fait d'être facturé au tarif D garantissait au participant de ne pas
6 être pénalisé s'il ne s'effaçait pas alors qu'une compensation offerte par le biais
7 d'une structure tarifaire, comme le tarif DT, peut faire des perdants. Cela
8 garantissait également au Distributeur de ne pas compenser en double
9 l'effacement du client : une fois, par l'application du tarif DT et l'autre, par la
10 compensation directe sur les kW effacés.

12.6. Veuillez clarifier les intentions du Distributeur eu égard à cette offre.

Réponse :

11 Le Distributeur n'a pas donné suite à la biénergie interruptible considérant le
12 faible intérêt de la clientèle pour ce type d'offre.
13 Néanmoins, le Distributeur est d'avis que son offre de tarification dynamique
14 pourrait être une alternative intéressante à la biénergie interruptible pour les
15 clients biénergie souhaitant s'effacer pour un nombre d'heures plus limité qu'au
16 tarif DT.

Tarification dynamique

Question 13:

Références

- (i) B-0045, HQD-13, document 1, p. 17
- (ii) B-0045, HQD-13, document 1, p. 18
- (iii) B-0045, HQD-13, document 1, p. 23
- (iv) B-0045, HQD-13, document 1, tableaux 7 à 10
- (v) B-0045, HQD-13, document 1, p. 26, lignes 11 à 17
- (vi) B-0045, HQD-13, document 1, p. 26, lignes 18 à 22

(vii) B-0045, HQD-13, document 1, p. 27, lignes 12 à 16

Questions :

Considérations générales

13.1. Relativement à la référence (i), veuillez justifier de retenir un signal de prix de 50/kW-hiver alors que le coût évité est de plus du double.

Réponse :

1 Le signal de prix de 50 \$/kW-hiver se traduit par un signal de 50 ¢/kWh pour une
2 période de 100 heures. Comme mentionné à la pièce HQD-13, document 1
3 révisée (B-0045), page 20, ce signal de prix est suffisamment incitatif et contrasté
4 pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et de
5 déplacement de la consommation. De plus, l'offre du Distributeur doit tenir
6 compte de son acceptabilité commerciale. Pour le TPC, un prix en pointe plus
7 élevé que celui proposé pourrait réduire son attrait en augmentant le risque que
8 la facture d'électricité augmente par rapport au tarif de base.

9 Voir également la réponse à la question 44.1 de la demande de renseignements
10 n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062) et la réponse à la
11 question 8.2 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-14, document 2.

13.2. Veuillez justifier d'établir le crédit horaire sur une base de 100 heures de pointe critique.

Réponse :

12 Le Distributeur recherche des options, dont le TPC et le CPC, qui permettent de
13 repousser le plus longtemps possible le recours à un approvisionnement de long
14 terme en puissance, de pouvoir équilibrer le bilan offre-demande et de respecter
15 le critère de fiabilité.

16 Ainsi, le Distributeur vise à s'assurer de la disponibilité d'un moyen pour
17 plusieurs heures de fine pointe où il est probable qu'il ait à faire face à des
18 demandes importantes. Cette disponibilité permet d'avoir l'assurance que le
19 moyen peut répondre aux divers cas de demande évalués, sans avoir recours au
20 délestage pour plus d'un événement aux dix ans.

21 Donc, pour les raisons invoquées précédemment et en fonction des contraintes
22 commerciales, le Distributeur a retenu un nombre total de 100 heures par hiver
23 pour permettre de répondre à ces objectifs.

1 Les conditions d’approvisionnement et la demande à alimenter observées
2 détermineront le nombre d’heures durant lesquelles les clients seront réellement
3 sollicités.

4 Toutefois, spécifiquement pour le TPC, son calibrage requiert que le Distributeur
5 l’utilise le plus près des 100 heures par souci d’équité pour le reste de la
6 clientèle.

7 Voir également la réponse à la question 16.2 de la demande de renseignements
8 n° 1 d’OC à la pièce HQD-14, document 8.1.

13.3. Veuillez indiquer l’espérance du nombre d’heures d’appel de la pointe critique.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la
10 Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).

13.4. Veuillez présenter le coût évité global pour un kW de réduction lors de dix épisodes de
pointe critique (5 le soir et 5 le matin) pour un total de 35 heures en distinguant les coûts
évités de puissance, énergie, distribution et transport.

Réponse :

11 Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la
12 Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).

13.5. Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer la position des participants à la
consultation sur la considération de neutralité tarifaire.

Réponse :

13 Bien que le concept de neutralité tarifaire ait été abordé lors des groupes de
14 discussion, la position des participants à cet égard n’a pas été sollicitée.
15 Cependant, les participants étaient informés que les caractéristiques du TPC font
16 en sorte que si, pour une raison ou pour une autre, pendant tout l’hiver, les
17 clients ne faisaient pas d’effort pour réduire ou déplacer leur consommation
18 d’électricité en dehors des heures de haut tarif, ils pourraient voir leur facture
19 annuelle d’électricité augmenter. Il leur a également été précisé que l’ampleur
20 des impacts pourrait varier selon le niveau de consommation du client.

1 **Quant au CPC, les participants comprenaient que cette option ne présentait**
2 **aucun risque financier et que si les clients ne faisaient pas d'effort pour réduire**
3 **ou déplacer leur consommation au moment de la pointe critique, ils ne**
4 **bénéficieraient pas d'une réduction de leur facture.**

13.6. Veuillez présenter, sur une base mensuelle, les analyses détaillées démontrant l'équivalence entre les tarifs proposés de pointe critique sans effacement et les tarifs D, G, G9 et M respectivement.

Réponse :

5 **Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée puisque le calibrage**
6 **des TPC n'a pas été réalisé sur une base mensuelle.**

7 **Les tableaux R-13.6-A et R-13.6-B présentent les résultats des analyses de**
8 **neutralité tarifaire sur une base annuelle pour les différents TPC proposés.**

TABLEAU R-13.6-A :
ANALYSES DE LA NEUTRALITÉ DU TARIF DPC

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture moyenne au tarif D proposé	Facture moyenne au tarif DPC proposé	Écart en \$ DPC p/r D	Écart en % DPC p/r D
Ensemble des clients D	16 010	1 232,04 \$	1 226,56 \$	-5,48 \$	-0,4%
Clients résidentiels D fortement influencés par la température	16 827	1 312,34 \$	1 305,83 \$	-6,51 \$	-0,5%
Clients résidentiels D moyennement influencés par la température	9 378	717,58 \$	714,60 \$	-2,98 \$	-0,4%
Clients résidentiels D peu influencés par la température	15 688	1 159,45 \$	1 159,42 \$	-0,03 \$	0,0%

TABLEAU R-13.6-B :
ANALYSES DE LA NEUTRALITÉ DES TARIFS GPC, MPC ET G9PC

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture moyenne au tarif de base proposé	Facture moyenne au TPC proposé	Écart en \$ TPC p/r tarif de base	Écart en % TPC p/r tarif de base
Clients G					
Ensemble des clients	34 391	3 401 \$	3 400 \$	-1 \$	0,0%
Commercial et institutionnel < 50 kW	33 865	3 349 \$	3 347 \$	-2 \$	-0,1%
Institutionnel < 100 kW	38 178	3 776 \$	3 778 \$	2 \$	0,0%
Clients M					
Ensemble des clients	1 160 931	58 395 \$	58 216 \$	-179 \$	-0,3%
Commercial et institutionnel < 1 500 kW	860 965	43 307 \$	43 292 \$	-15 \$	0,0%
Institutionnel < 1 500 kW	1 255 519	63 153 \$	62 787 \$	-365 \$	-0,6%
Commercial, institutionnel et industriel > 1 500 kW	12 989 967	517 741 \$	560 375 \$	42 634 \$	8,2%
Clients G9					
Ensemble des clients	287 715	28 973 \$	28 967 \$	-6 \$	0,0%

13.7. Veuillez confirmer que la calibration faite par le Distributeur implique des factures équivalentes en l'absence d'effacement pour le cas type, en moyenne, mais que des écarts peuvent exister client par client.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. Tel qu'il est démontré en réponse à la question 13.6,**
2 **le calibrage vise la neutralité des tarifs globalement, sur la base de profils**
3 **moyens de consommation représentatifs de la population.**

4 **Du coup, il peut effectivement y avoir des écarts, client par client, entre la facture**
5 **au tarif régulier et le TPC avant effacement.**

13.8. Considérant que le TPC présente pour les clients un risque supérieur au tarif de base sous-jacent et que ce tarif poursuit un objectif important de la Régie et du Distributeur, veuillez commenter la possibilité de calibrer le tarif de manière à ce que l'espérance de la facture annuelle soit légèrement inférieure à celle du tarif sous-jacent afin de compenser l'effet du risque supérieur.

Réponse :

6 **La structure d'une option tarifaire ne peut garantir à chacun des clients y**
7 **adhérant une facture neutre, ni même inférieure à celle qu'il aurait eue au tarif**
8 **régulier. Le calibrage par rapport au tarif de base ne peut se faire que**
9 **globalement, c'est-à-dire pour l'ensemble des clients.**

10 **Le Distributeur est tout à fait conscient qu'une option tarifaire de type TPC ne**
11 **s'adresse pas à une clientèle averse au risque. C'est d'ailleurs pour cette raison**

1 qu'il tenait à diversifier son offre tarifaire. Cette diversification permettra de
2 favoriser l'adhésion à la tarification dynamique et, conséquemment, de
3 maximiser l'impact de ces mesures sur sa gestion du bilan énergétique.

4 Si un client souhaite participer à la tarification dynamique en réduisant sa
5 consommation lors des événements de pointe critique alors qu'il considère que
6 le TPC est trop risqué, il aura la possibilité d'opter pour le CPC.

13.9. Le Distributeur est-il d'avis à un portrait fidèle de sa clientèle en limitant ses consultations à la région de Montréal?

Réponse :

7 Le Distributeur tient à préciser que l'objectif de l'étude n'était pas l'obtention de
8 résultats pouvant être extrapolés de façon représentative à l'ensemble de la
9 population, mais plutôt la réalisation de groupes de discussion et d'entrevues
10 individuelles permettant de comprendre ou d'investiguer différents points
11 (approche qualitative). Contrairement à une étude quantitative, tel un sondage
12 téléphonique ou un sondage Web, une étude qualitative ne permet pas de
13 quantifier un phénomène, ni d'être représentatif de l'ensemble de la population.

14 Voir également la réponse à la question 13.2 de l'ACEF de Québec à la pièce
15 HQD-14, document 2.

13.10. Veuillez élaborer sur le niveau de satisfaction des participants sur le signal de prix de 50 ¢/kWh.

Réponse :

16 Voir les réponses aux questions 8.2 et 12.1 de l'ACEF de Québec à la pièce
17 HQD-14, document 2.

13.11. Veuillez indiquer si l'intérêt des participants aurait été plus élevé pour un signal de prix supérieur.

Réponse :

18 Le Distributeur n'a pas exploré l'intérêt des participants à un signal de prix plus
19 élevé.

20 Voir également la réponse à la question 12.2 de l'ACEF de Québec à la pièce
21 HQD-14, document 2.

13.12. Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer si un signal de prix supérieur à 1\$/kWh, 1,5\$/kWh, ou 2\$/kWh permettrait aux clients des tarifs G de sensibiliser leurs employés à participer davantage aux appels.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas exploré la question de la sensibilité des employés des**
2 **entreprises au tarif G à participer davantage aux appels avec des signaux de prix**
3 **plus élevés.**

4 **Cependant, certains participants ont souligné qu'un prix élevé comme celui**
5 **présenté au TPC se veut un outil adéquat pour convaincre les employés ou les**
6 **utilisateurs des espaces de travail de l'entreprise de faire des efforts de**
7 **réduction ou de déplacement de consommation. Le CPC, qui ne comporte pas de**
8 **risque, présente le désavantage de ne pas créer un tel incitatif.**

13.13. Veuillez indiquer le niveau de compensation global nécessaire pour intéresser les clients des tarifs D et G aux options proposées.

Réponse :

9 **Lorsque sondés sur les économies envisagées dans le cadre d'une tarification**
10 **dynamique, les participants au tarif D souhaitaient généralement obtenir des**
11 **économies de l'ordre de 10 % à 15 % sur leur facture, et pour certains, des**
12 **économies de l'ordre de 15 % à 20 % afin d'avoir un réel impact sur leurs**
13 **comportements.**

14 **Quant aux participants au tarif G, il est ressorti que la quasi-totalité souhaitait**
15 **obtenir des économies variant entre 3 % et 5 % de la facture alors que quelques-**
16 **uns se disaient enclins à adhérer aux options s'ils obtenaient des économies**
17 **plus élevées, soit d'environ 10 %.**

13.14. Veuillez indiquer s'il est prévu que les tarifs CPC et DPC et GPC puissent être associés à des systèmes domotiques/de contrôle du bâtiment. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi?

Réponse :

18 **Le client a la liberté d'utiliser n'importe quel moyen à sa disposition afin de**
19 **réduire sa consommation d'énergie pendant les événements de pointe critique.**

1 **Ces moyens peuvent être manuels ou automatiques et faire intervenir toute autre**
2 **solution pertinente, comme par exemple, la domotique.**

13.15. Veuillez indiquer s'il est prévu que les tarifs CPC et DPC puissent être liés au système de basculement utilisé pour le tarif DT. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi?

Réponse :

3 **Non, puisque la permutation automatique utilisée dans le cadre du tarif DT est**
4 **requise lorsque la température extérieure captée par la sonde de température est**
5 **inférieure à -12°C ou -15°C, ce qui résulte en un nombre d'heures d'effacement**
6 **supérieur à ce qui est prévu aux CPC et TPC.**

13.16. Relativement à la référence (iv), veuillez commenter sur la cohérence d'offrir des taux au kWh plus faible hors pointe critique en hiver que durant l'été, malgré que certains de ces achats en hiver auront lieu dans les 300 heures de pointe.

Réponse :

7 **L'objectif du Distributeur est de lisser le profil de charge en hiver (voir la figure 3**
8 **de la pièce HQD-13, document 1 révisée [B-0045]). À cette fin, il propose des TPC**
9 **présentant un écart significatif entre le prix de l'énergie applicable en pointe et**
10 **celui applicable hors pointe. Cet écart se traduit par un prix élevé en pointe et un**
11 **prix plus faible hors pointe, en hiver.**

12 **Cette approche permet de récompenser spécifiquement les clients pour**
13 **l'effacement ou le déplacement de leur consommation en hiver.**

14 **Dans le cas où le Distributeur aurait plutôt favorisé l'application d'un prix plus**
15 **faible en été, cela aurait eu pour effet d'avantager les clients saisonniers d'été,**
16 **sans aucun gain quant à la gestion des besoins d'approvisionnement.**

13.17. Veuillez indiquer à combien de clients le Distributeur souhaite limiter l'accès à ces options et tarifs pour chacun des tarifs. Veuillez justifier l'imposition de cette limite.

Réponse :

17 **Voir la réponse à la question 47.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
18 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

Tarif DT

13.18. Veuillez présenter une analyse économique comparative entre les tarifs/options DPC, CPC et DT pour les différents cas types du tarif DT. Veuillez présenter le détail mensuel des hypothèses de consommation utilisées pour les clients aux tarifs D et G.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de présenter une analyse économique**
2 **comparative du tarif DPC, de l'option CPC et du tarif DT puisqu'il ne dispose pas**
3 **de profils horaires de consommation pour les cas types du tarif DT.**

13.19. Veuillez commenter quant au risque de migration des clients du tarif DT aux tarifs DPC ou D avec CPC.

Réponse :

4 **Les clients biénergie pour qui le tarif DT n'est pas avantageux en raison de leur**
5 **profil de consommation ou qui souhaiteraient réduire le nombre d'heures**
6 **d'effacement pourraient être intéressés à migrer vers le CPC ou le TPC.**

7 **Bien que le nombre d'heures d'effacement soit considérablement réduit par**
8 **rapport au tarif DT, les clients biénergie adhérant au CPC ou au TPC**
9 **contribueraient à la gestion plus fine des aléas de la demande et à la fiabilité de**
10 **l'approvisionnement de la clientèle.**

CPC

13.20. Veuillez commenter la possibilité d'offrir un crédit minimal dans le cadre de l'option CPC lorsqu'aucun appel de pointe critique ne survient dans un hiver.

Réponse :

11 **Le Distributeur n'envisage pas d'offrir un crédit minimal au CPC puisque,**
12 **considérant l'utilisation envisagée de cette option, la probabilité qu'aucun**
13 **événement de pointe critique ne survienne est faible. De plus, comme mentionné**
14 **en réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie**
15 **à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062), le Distributeur aura intérêt à faire**
16 **appel au CPC un nombre suffisant d'heures pour fidéliser les clients y adhérant**
17 **et bâtir un bassin suffisant pour inscrire les MW effacés à son bilan.**

13.21. Relativement à la référence (v), veuillez présenter un exemple détaillé du calcul de la consommation d'un client ayant adhéré au CPC. Veuillez expliquer comment le Distributeur ajuste pour l'écart de température entre les 5 journées précédentes la journée de l'évènement et la journée de l'évènement. Le cas échéant, veuillez expliquer les autres ajustements appliqués par le Distributeur.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 45.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

13.22. Relativement à la référence (vi), veuillez commenter quant à la possibilité que l'incertitude de prédiction de la consommation de référence soit sous-estimée et que le client se voit privé indûment d'un crédit auquel il aurait eu droit. Le seuil minimal de 2 ¢/kWh proposé par le Distributeur n'engendre-t-il pas un biais défavorable aux clients?

Réponse :

3 **Au contraire, il est essentiel d'introduire un seuil d'effacement minimal. Ce seuil**
4 **minimal est établi pour limiter le risque d'opportunisme associé aux effacements**
5 **qui ne sont pas liés à un effort délibéré. Toutefois, il est fixé suffisamment bas**
6 **pour récompenser les clients ayant un potentiel d'effacement ou de déplacement**
7 **plus limité.**

TPC

13.23. Relativement à la référence (vii), veuillez expliquer en quoi un usage « opportuniste » plus élevé hors des heures de pointe serait dommageable.

Réponse :

8 **L'objectif visé par l'introduction des options de tarification dynamique est de**
9 **réduire les besoins en puissance à la pointe et ainsi réduire les coûts pour**
10 **l'ensemble de la clientèle. Pour y arriver, il est donc important de limiter l'attrait**
11 **du TPC pour les opportunistes puisque ceux-ci ne contribuent pas directement à**
12 **l'atteinte de cet objectif. Toutefois, comme ils ne sont pas présents en pointe, les**
13 **opportunistes ne sont pas ceux qui contribuent à l'exacerber.**

14 **Le fait de conserver une structure similaire à celle du tarif régulier, combiné au**
15 **fait de compenser le prix plus élevé de pointe critique uniquement sur le prix**
16 **hors pointe en énergie de la période d'hiver, limitent l'attrait des opportunistes**
17 **par souci d'équité envers l'ensemble des clients du Distributeur.**

13.24.

13.25. Veuillez justifier d'ajouter une mention à l'effet que les tarifs MPC et G9PC sont expérimentaux alors que ce n'est pas le cas pour les tarifs D et G.

Réponse :

1 **Le Distributeur a consulté la clientèle dans le cadre de groupes de discussion.**
2 **Alors que la réaction des participants résidentiels et de petite puissance aux**
3 **options présentées a été positive, celle des participants représentant la clientèle**
4 **de moyenne puissance a été plutôt mitigée. Ces derniers estiment que le TPC**
5 **représente un risque et que les priorités d'affaires priment sur l'intérêt de**
6 **participer à une telle option. Ainsi, plutôt que d'offrir un tarif qui semble avoir**
7 **peu d'attrait pour la clientèle visée, le Distributeur juge prudent de tester son**
8 **offre auprès d'un nombre restreint de clients.**

9 **Voir également la réponse à la question 47.3 de la demande de renseignements**
10 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

Coût du programme

13.26. Veuillez confirmer que le coût de 6 M\$ est récurrent.

Réponse :

11 **Le coût estimé de la solution permettant d'offrir la tarification dynamique à**
12 **l'hiver 2019-2020, initialement évalué à 6 M\$ en juillet 2018, est présentement**
13 **réévalué à 9,5 M\$ dont 9,1 M\$ à titre d'investissement. Ce montant de 9,5 M\$ non**
14 **récurrent intègre l'ensemble des coûts associés aux développements**
15 **informatiques et à l'implantation de la solution, incluant ceux qui étaient exclus**
16 **de l'estimation initiale. Le Distributeur tient à mentionner que la solution**
17 **développée permettra le déploiement éventuel à l'ensemble des abonnements**
18 **aux tarifs D et G pour lesquels seule l'énergie est enregistrée dans le système de**
19 **facturation.**

20 **Les coûts de commercialisation et d'opérationnalisation, notamment ceux**
21 **associés à l'augmentation de la charge de travail pour assurer les services à la**
22 **clientèle des options de tarification dynamique, sont des coûts récurrents. Ils**
23 **sont estimés à 1,3 M\$ en 2019 et vont varier en fonction du nombre de clients se**
24 **prévalant de ces nouvelles options.**

25 **Le Distributeur souligne qu'il n'a pas demandé le traitement des coûts découlant**
26 **des options de tarification dynamique à titre de Facteur Y. Par conséquent, ces**

- 1 **coûts font partie de l'enveloppe globale de coûts couverts par la formule**
2 **d'indexation.**

Impact sur le bilan en puissance

13.27. Veuillez présenter sous forme de tableau, le profil horaire de l'énergie patrimoniale inutilisée avant utilisation des outils de gestions de la demande (OÉI, GDP) selon les simulations de demande du Distributeur à court terme, moyen terme et long terme.

Réponse :

- 3 **Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information permettant de**
4 **comparer le profil horaire avant et après l'utilisation des moyens de gestion de la**
5 **demande en puissance puisque la contribution en énergie de ces moyens n'est**
6 **pas établie dans la planification.**

13.28. Veuillez présenter sous forme de tableau, le profil horaire de l'énergie patrimoniale inutilisée après utilisation des outils de gestions de la demande (OÉI, GDP) et après octroi du bloc de puissance pour usage cryptographique de 300 MW selon les simulations de demande du Distributeur à court terme, moyen terme et long terme.

Réponse :

- 7 **Voir la réponse à la question 13.27.**

13.29. Veuillez faire la démonstration que la contribution requise des options de pointe critique est d'au plus cent heures.

Réponse :

- 8 **Voir les réponses aux questions 13.2 et 13.27.**

Conversion de tension

Question 14:

Références

- (i) B-0028, HQD-12, document 1, p. 8

Préambule :

(i)

Le Distributeur propose de clarifier la possibilité d'interrompre les clients qui n'auraient pas modifié leurs équipements suite à un avis de conversion de tension.

Questions :

14.1. Veuillez indiquer si les avis que le Distributeur fait parvenir aux clients mentionnent la possibilité d'une interruption de service en vertu de l'article 7.1.2 alinéa 1 paragraphe 9.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 35.5 de la demande de renseignements n°1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

14.2. Veuillez décrire la procédure actuelle du Distributeur lorsque les clients n'ont pas fait les modifications requises à leurs installations en temps requis.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 35.5 de la demande de renseignements n°1 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

14.3. Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à l'interruption de clients à ce jour.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 35.1.1 de la demande de renseignements n°1 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

14.4. Lorsqu'un client est interrompu, veuillez indiquer ce qui détermine le moment de la remise en service?

Réponse :

7 **Advenant l'interruption du service d'électricité, la remise en service ne se ferait**
8 **qu'après la mise aux normes, par le client, de son installation électrique afin que**
9 **celle-ci puisse recevoir l'alimentation à la nouvelle tension.**

14.5. Considérant les impacts majeurs que peut avoir une interruption de service sur les clients, veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé d'autres mécanismes pour inciter les clients à respecter les délais outre la hausse des aides financières proposées.

Réponse :

1 **Non. Le Distributeur n'a pas considéré d'autres options pour inciter les clients à**
2 **respecter les délais. Le Distributeur juge que les mesures proposées sont**
3 **suffisantes et raisonnables afin de rencontrer l'objectif visé.**

4 **La modification est apportée dans un but de clarification, afin de mieux**
5 **sensibiliser les clients face à l'importance de la situation.**

6 **Par ailleurs, le Distributeur propose également d'ajouter un avis aux autres**
7 **clients d'un immeuble dont le service d'électricité dépend des travaux à exécuter**
8 **par le propriétaire, qui est également le client avec qui le Distributeur est en**
9 **contact dans le cadre d'une conversion de tension, afin de créer une pression**
10 **supplémentaire sur ce dernier.**

14.6. En prenant en compte les nouvelles propositions du Distributeur, veuillez indiquer, en moyenne, quelle proportion de la facture totale de conversion du client serait couverte par les compensations provenant du Distributeur? Veuillez indiquer également le montant qui serait à la charge du client en valeur absolue.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 35.4.3 de la demande de renseignements n°1 de la**
12 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

14.7. Veuillez commenter la possibilité de réduire les aides financières si les délais ne sont pas respectés plutôt que d'interrompre le client.

Réponse :

13 **Le Distributeur doit être en mesure d'interrompre le service d'électricité, car**
14 **sans cette option, on pourrait se retrouver dans une situation où le client**
15 **n'effectue jamais les modifications requises à son installation électrique, de**
16 **sorte que le Distributeur ne serait pas en mesure de compléter son projet de**
17 **conversion. Dans ces circonstances, la réduction des aides financières est**
18 **susceptible d'aggraver la situation.**

1 **Conséquemment, le Distributeur considère que l'interruption du service**
2 **d'électricité représente un meilleur incitatif et n'envisage donc pas d'autres**
3 **options.**

4 **Advenant l'interruption du service d'électricité en raison du fait que l'installation**
5 **électrique n'est plus en mesure de recevoir la tension d'alimentation, le client**
6 **peut, à ses frais, assurer son alimentation électrique par le biais, par exemple,**
7 **d'une génératrice. Ce dernier doit toutefois obtenir les autorisations requises**
8 **des différentes autorités ayant juridiction, s'il y a lieu.**

Essai d'équipement pour la clientèle moyenne puissance

Question 15:

Références

- (i) B-0032, HQD-13, document 3, p. 80 à 82

Préambule :

(i)

Le Distributeur propose de clarifier la possibilité d'interrompre les clients qui n'auraient pas modifié leurs équipements suite à un avis de conversion de tension.

Questions :

- 15.1. Veuillez justifier l'ajout au nouvel article 4.25 d'une exigence d'une puissance maximale appelée d'au moins 500 kW pendant la ou les périodes d'essai.

Réponse :

9 **Comme mentionné à la pièce HQD-13, document 1 révisée (B-0045), le**
10 **Distributeur limite l'application des modalités relatives aux essais d'équipements**
11 **aux clients les plus susceptibles d'y avoir recours et d'en bénéficier, soit ceux**
12 **dont la puissance maximale appelée est d'au moins 500 kW pendant la période**
13 **d'essai. Ce faisant, un client dont la puissance à facturer minimale (PMA) est**
14 **inférieure à 500 kW peut bénéficier de ces modalités si les essais augmentent sa**
15 **PMA à au moins 500 kW.**

16 **Par ailleurs, le Distributeur souhaite apporter une modification additionnelle à**
17 **l'article 4.37 actuel des Tarifs (article 4.25 proposé à la pièce HQD-13,**

1 document 3 [B-0032]) considérant que l'option nécessite l'utilisation de données
2 de consommation horaires aux fins de la facturation. La modification proposée
3 s'énonce comme suit (texte souligné) :

4 Les modalités relatives aux essais d'équipements décrites dans la présente
5 section s'appliquent, sous réserve de l'installation de l'appareillage de
6 mesure approprié, à l'abonnement annuel au tarif M ou au tarif G9 d'un
7 client désirant effectuer un ou des essais à la suite de l'ajout de nouveaux
8 équipements ou de la modification ou de l'optimisation d'équipements
9 existants. Le client peut s'en prévaloir pendant au minimum 1 heure et au
10 maximum 1 période de consommation.

15.2. Lorsqu'il y a plusieurs périodes d'essai, cette condition doit-elle être remplie pour
chacune des périodes ou pour au moins une des périodes ?

Réponse :

11 Comme mentionné à l'article 4.25 proposé à la pièce HQD-13, document 3
12 (B-0032), la puissance maximale appelée doit être de 500 kW pour chacune des
13 périodes d'essai d'équipements.

15.3. Veuillez justifier l'ajout d'une exigence de spécifier la date et du moment prévus pour les
essais d'équipement.

Réponse :

14 Les modalités relatives aux essais d'équipements peuvent s'appliquer pendant
15 un minimum d'une heure et un maximum d'une période de consommation.
16 Pendant cette période d'essais, à l'intérieur d'une période de consommation, la
17 facture du client ne tiendra compte que de l'énergie consommée et celle-ci sera
18 facturée au prix de 10 ¢/kWh. Afin d'appliquer les modalités à la consommation
19 spécifiquement liées aux essais, le client doit préciser les moments durant
20 lesquels ceux-ci auront lieu et confirmer ensuite cette période. Cette précision
21 est également nécessaire afin de prémunir le Distributeur contre les impacts
22 d'une augmentation de la charge non prévue sur le réseau.

23 De plus, le Distributeur rappelle que cette exigence est en vigueur pour les
24 modalités relatives aux essais d'équipements par la clientèle de grande
25 puissance.

Essai d'équipement pour la clientèle moyenne puissance

Question 16:

Références

- (i) B-0032, HQD-13, document 3, p. 80 à 82

Questions :

- 16.1. Veuillez justifier l'ajout au nouvel article 4.25 d'une exigence d'une puissance maximale appelée d'au moins 500 kW pendant la ou les périodes d'essai.

Réponse :

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

- 16.2. Lorsqu'il y a plusieurs périodes d'essai, cette condition doit-elle être remplie pour chacune des périodes ou pour au moins une des périodes ?

Réponse :

- 2 **Voir la réponse à la question 15.2.**

- 16.3. Veuillez justifier l'ajout d'une exigence de spécifier la date et du moment prévus pour les essais d'équipement.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 15.3.**

Puissance minimale à facturer

Question 17:

Références

- (i) B-0032, HQD-13, document 3, p. 68, article 4.7

Préambule :

Bien qu'elle comprenne la préoccupation ayant mené à l'ajout d'une disposition pour éviter qu'un client mette fin à son abonnement pour se soustraire à la facturation de sa puissance à facturer minimale, elle est préoccupée par l'impact de cette modification sur la clientèle d'affaires et souhaite obtenir un portrait de l'impact de cette modification sur la clientèle des tarifs G et M, par exemple des acériculteurs, qui n'utilisent peut-être pas cette clause de mauvaise fois et pour qui la modification peut avoir des impacts financiers importants.

Questions :

17.1. Veuillez indiquer combien de clients seraient affectés par la modification proposée par le Distributeur pour les tarifs G et M.

Réponse :

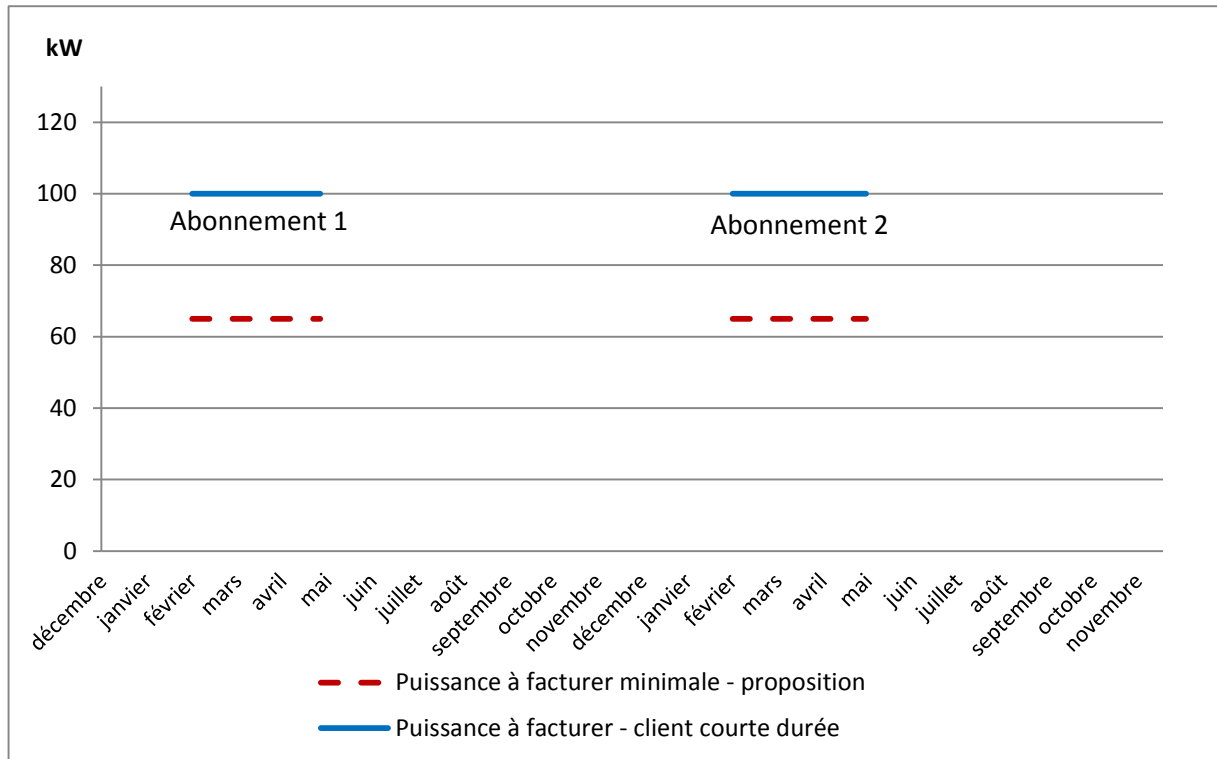
1 **Voir la réponse à la question 41.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

3 **Quant à la situation des acériculteurs à laquelle fait référence l'intervenant dans**
4 **son préambule, le Distributeur souligne qu'aucune érablière n'a été répertoriée**
5 **dans la douzaine d'abonnements identifiés comme étant touchés par sa**
6 **proposition.**

7 **Par ailleurs, les opérations saisonnières et récurrentes annuellement des**
8 **acériculteurs font en sorte que ceux-ci ne seraient pas affectés par la**
9 **proposition du Distributeur, la reprise de leurs activités se faisant à une**
10 **puissance appelée équivalente à celle de l'année précédente. Ainsi, les**
11 **acériculteurs, dont l'abonnement est sujet aux modalités de courte durée,**
12 **assumeraient les coûts pour la puissance maximale appelée pendant les mois**
13 **d'opération.**

14 **À titre illustratif, dans le cas d'une consommation durant les mois de février à**
15 **avril, par exemple, une érablière sujette aux modalités de courte durée ne**
16 **paierait que pour la puissance maximale appelée pendant cette période. La**
17 **figure R-17.1 illustre l'application du mécanisme de puissance à facturer**
18 **minimale dans le cas de modalités de courte durée appliquées sur deux ans pour**
19 **un client dont les activités nécessitent une puissance équivalente à celle de**
20 **l'année précédente.**

FIGURE R-17.1 :
ILLUSTRATION DU MÉCANISME DE PUISSANCE À FACTURER MINIMALE
POUR DES ABONNEMENTS DE COURTE DURÉE DONT LA PUISSANCE EST ÉQUIVALENTE



17.2. Veuillez présenter la distribution de l'impact de la modification proposée sur la facture d'énergie annuelle de ces clients en pourcentage.

Réponse :

1 Le Distributeur présente au tableau R-17.2 l'information demandée.

TABLEAU R-17.2 :
IMPACT ANNUEL DE LA MODIFICATION PROPOSÉE
SUR LA DOUZAINNE DE CLIENTS IMPACTÉS AU TARIF M

Impact	Répartition des clients
Moins de 1 % (min : 0,03 %)	42%
De 1 à 3 %	17%
De 3 à 10 %	25%
Plus de 10 % (max: 17 %)	17%
Total	100%

17.3. Veuillez présenter la distribution de l'impact de la modification proposée sur la facture d'énergie annuelle de ces clients en valeur absolue.

Réponse :

1 **Le Distributeur présente au tableau R-17.3 l'information demandée.**

TABLEAU R-17.3 :
IMPACT ANNUEL DE LA MODIFICATION PROPOSÉE
SUR LA DOUZAINNE DE CLIENTS IMPACTÉS AU TARIF M

Impact	Répartition des clients
Moins de 200 \$ (min : 55 \$)	33%
De 200 à 500 \$	17%
De 500 à 4 000 \$	25%
Plus de 4 000 \$ (max : 26 000 \$)	25%
Total	100%

17.4. Veuillez si possible dresser également un portrait du secteur d'activité dans lequel œuvrent ces clients et de leur dispersion géographique.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 41.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
3 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

17.5. Veuillez commenter la possibilité de mettre en place des mesures de transition pour ces clients.

Réponse :

4 **Le Distributeur ne propose pas de mesures transitoires compte tenu du fait que**
5 **sa proposition vise à corriger une situation d'iniquité. En effet, cette proposition**
6 **permettra de s'assurer que les clients assument leur juste part des coûts de**
7 **puissance engagés pour répondre à leurs besoins et éviter que le reste de la**
8 **clientèle assume ces coûts injustement.**

Limiteur de consommation

Question 18:

Référence

- (i) B-0028, HQD-12, document 1, p. 13

Préambule :

Le Distributeur indique qu'il ne considère pas que le limiteur de consommation représente une avenue à emprunter.

Le Distributeur justifie cette position par le fait que cela ne correspond pas à sa pratique actuelle.

Questions :

- 18.1. Veuillez indiquer pourquoi, indépendamment de ses pratiques actuelles, le Distributeur estime que l'utilisation d'un limiteur de consommation ne serait pas appropriée.

Réponse :

1 **Dans la référence citée par l'intervenante, le Distributeur compare sa réalité avec**
2 **celle des autres entreprises mentionnées dans le tableau qui apparaît à la**
3 **page 12 de cette même référence. Le Distributeur constate que le limiteur de**
4 **consommation est principalement installé l'hiver chez les clients en**
5 **recouvrement comme alternative à l'interruption de service.**

6 **Le Distributeur constate également que le limiteur de consommation est utilisé**
7 **par des entreprises dont la clientèle possède une autre source de chauffage que**
8 **l'électricité, ce qui n'est pas le cas pour la majorité de la clientèle du**
9 **Distributeur. En conséquence, la limitation de consommation devrait être plus**
10 **élevée pour permettre le chauffage, ce qui vient réduire la contrainte pour le**
11 **client visé.**

12 **Le cadre réglementaire applicable au Distributeur et plus particulièrement**
13 **l'article 7.1.3 des CS et l'article 76.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* interdisent**
14 **d'interrompre, en période d'hiver, le service d'électricité pour une résidence**
15 **principale d'un client en défaut de paiement qui y habite et dont le système de**
16 **chauffage requiert l'électricité.**

17 **Pour ces raisons, en lien avec sa réalité, le Distributeur réitère qu'il ne considère**
18 **pas que le limiteur de consommation représente une avenue à emprunter. Par**
19 **ailleurs, le Distributeur rappelle également que l'exploitation et**
20 **l'opérationnalisation d'une telle mesure nécessiteraient des développements**

- 1 **informatiques importants pour des bénéfices potentiellement minimes en raison**
2 **du contexte exposé ci-dessus.**

18.2. Veuillez évaluer l'impact que pourrait avoir cette pratique sur les dépenses de mauvaises créances.

Réponse :

- 3 **Pour les raisons invoquées à la réponse précédente, le Distributeur n'a pas**
4 **évalué l'effet que pourrait avoir l'utilisation du limiteur de consommation sur les**
5 **dépenses de mauvaises créances.**