

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3  
DE LA RÉGIE**



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

**PRÉVISION DE LA DEMANDE**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0012](#), p. 31;
  - (iii) Pièce [B-0012](#), p. 9;
  - (iv) Pièce [B-0012](#), p. 11;
  - (v) Pièce [B-0012](#), p. 12;
  - (vi) Pièce [B-0012](#), p. 14;
  - (vii) Pièce [B-0012](#), p. 17;
  - (viii) Dossier R-4058-2018, décision [D-2018-125](#), par. 32, p. 9;
  - (ix) Pièce [B-0012](#), p. 27.

**Préambule :**

(i) « *En plus du contexte économique, l'évolution de la demande d'électricité est affectée par une baisse de l'intensité énergétique. La figure 1 présente une comparaison de l'évolution relative (année 1988 = 100) des ventes d'électricité et du PIB [du Québec], illustrant le changement de la relation entre la demande d'électricité et les variables économiques survenu au cours des dernières années. Au secteur industriel, ce constat s'explique par une transition vers des industries à plus faible intensité énergétique alors que les autres secteurs ont connu des améliorations en efficacité énergétique qui se traduisent par une baisse de la consommation unitaire. De surcroît, le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 déposé en juin 2018 vise, pour les années à venir, une réduction de l'intensité énergétique au Québec.* »

(ii) Tableau B-1 : Prévision économique du Québec

	2017	2018	2019
Croissance du PIB total <sup>1</sup> (%)	3,0	2,0	1,8
Croissance du PIB manufacturier <sup>1</sup> (%)	3,2	2,3	1,7
Croissance du PIB tertiaire <sup>1</sup> (%)	3,1	2,0	1,7
Croissance de l'emploi total (%)	2,2	0,7	0,7
Croissance de la rémunération des salariés <sup>1</sup> (%)	3,1	1,8	1,1
Mises en chantier <sup>2</sup> (milliers)	46,5	43,9	45,2

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

<sup>2</sup> Prévision de la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL) du 4e trimestre 2017

(iii) « *Aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME, la croissance des ventes est de l'ordre de 700 GWh par année en 2018 et 2019, dont environ 250 GWh attribuables à l'impact de l'activité économique. Quant aux efforts de développement des marchés visant*

*les centres de données, l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les serres, ils permettent d'ajouter 462 GWh aux ventes entre 2017 et 2018 et 633 GWh entre 2018 et 2019, essentiellement au tarif LG. Dans une moindre mesure, l'impact des véhicules électriques sur la croissance des ventes en 2019 est de 10 GWh. »*

(iv) « *Au secteur industriel au tarif L, on constate une quasi-stagnation des ventes entre 2017 et 2019. La décroissance des ventes de 2017 à 2019 aux secteurs pâtes et papiers ainsi que pétrole et chimie s'explique en bonne partie par le contexte d'affaires difficile. Ce dernier est exacerbé par la montée des barrières commerciales aux États-Unis, ce qui pourrait se traduire par de nouvelles rationalisations. »*

(v) Tel qu'illustré dans le tableau 3 : Préviation au secteur industriel grandes entreprises, ventes par catégories de consommateur, le Distributeur prévoit des ventes de 10 314 GWh associées au secteur pâtes et papiers pour l'année témoin 2019. Il s'agit d'une baisse de 594 GWh par rapport aux ventes prévues pour l'année de base (10 908 GWh).

(vi) « *Au tarif L, l'écart de +1 013 GWh [entre la prévision des ventes de 2018, acceptée dans la décision D-2018-025 et celle de l'année de base du présent dossier] découle notamment du fait que l'impact en 2018 des rationalisations attendues au secteur des pâtes et papiers a été moindre que prévu. »*

(vii) « *Le Transporteur et l'IREQ effectuent présentement des travaux sur l'établissement du taux de pertes de transport et des besoins en énergie du Distributeur. Les variations sur les valeurs de ces derniers ont un impact sur le taux des pertes globales et celui des pertes de distribution. Ainsi, tant que les travaux du Transporteur ne seront pas terminés, le Distributeur ne sera pas en mesure d'expliquer les variations des pertes historiques. »*

(viii) « *La Régie prend acte que le Transporteur prévoit confirmer le taux de pertes de transport à l'automne 2018, lorsque les travaux de revue qu'il a entrepris seront complétés. La Régie ordonne donc au Transporteur de prévoir le dépôt d'une preuve incluant une proposition de modalités de compensation, applicables pour l'année 2018 et les années subséquentes, le cas échéant. »*

(ix) Tableau A-8 : Coefficients de détermination des modèles utilisés pour la prévision des revenus unitaires.

#### **Demandes :**

1.1 La figure 1, dont le Distributeur réfère à la référence (i), présente une comparaison de l'évolution relative de la demande d'électricité et par rapport au PIB du Québec. Le Distributeur indique que cette figure illustre « *le changement de la relation entre la demande d'électricité et les variables économiques survenu au cours des dernières années.* » Veuillez indiquer si d'autres variables économiques offrent une meilleure corrélation et permettent de constater l'évolution de l'intensité énergétique dans les secteurs Résidentiels, Commercial et Industriel.

#### **Réponse :**

1 **Le Distributeur suit de près l'évolution de la relation entre la demande**  
2 **d'électricité et les variables économiques. Le Distributeur note que ce**

1 phénomène n'est pas propre au Québec, puisqu'il est aussi observé de façon  
2 générale en Amérique du Nord. Ce changement de relation a contribué à  
3 l'adoption par le Distributeur des modèles à usages finaux pour  
4 l'établissement de ses prévisions. Ces modèles tiennent compte des variables  
5 technico-économiques qui permettent de bien capter la baisse de l'intensité  
6 énergétique.

7 Cependant, le Distributeur tient à réitérer que les variables économiques  
8 demeurent importantes dans les modèles. Il souligne par exemple leur  
9 contribution pour expliquer les écarts de prévision à la réponse à la  
10 question 1.4, ainsi qu'à la réponse à la question 22.1 de la demande de  
11 renseignements n° 1 de la Régie (pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]).

12 Dans un effort de constante amélioration de ses méthodes, le Distributeur  
13 reste à l'affût de nouvelles variables potentielles et continue de suivre  
14 l'évolution des relations entre diverses variables en adaptant ses modèles.  
15 Pour le présent dossier, le Distributeur juge que les variables retenues dans  
16 ses modèles sont les plus pertinentes.

- 1.2 La Régie note que les prévisions de mises en chantier au Québec pour l'année de base ainsi que pour l'année témoin datent du 4<sup>e</sup> trimestre 2017 (référence (ii)). Compte tenu de l'importance de ces variables dans la prévision de la demande au secteur résidentiel et agricole, veuillez confirmer que ces prévisions proviennent des variables les plus récentes disponibles à ce jour. Le cas échéant, veuillez commenter la fiabilité de ces données. Dans le cas contraire, veuillez déposer les plus récentes prévisions de mises en chantier au Québec pour l'année témoin. Veuillez également commenter l'impact de ces nouvelles prévisions sur la demande prévue au secteur résidentiel et agricole pour l'année témoin.

**Réponse :**

17 Dans l'établissement de ses prévisions, le Distributeur utilise la prévision  
18 moyenne des mises en chantier diffusée par la Société canadienne  
19 d'hypothèques et de logement (SCHL). Pour le présent dossier, le Distributeur  
20 a retenu les prévisions en vigueur au moment de la préparation de la preuve.

21 Dans sa mise à jour du 6 novembre 2018 des perspectives du marché de  
22 l'habitation au Québec, la SCHL a augmenté sa prévision moyenne de  
23 1 800 mises en chantier pour l'année 2018 (pour un total de 45 700) et a  
24 diminué sa prévision moyenne de 1 700 mises en chantier pour l'année 2019  
25 (pour un total de 43 500). L'impact cumulatif de cette mise à jour est donc de  
26 +100 mises en chantier pour l'année témoin, lequel aura un effet peu  
27 significatif sur les ventes prévues au secteur résidentiel.

1.3 En ce qui a trait aux efforts de développement des marchés du Distributeur, notamment à l'égard des centres de données et les serres (référence (iv)), veuillez indiquer si des raccordements de clients se sont ajoutés depuis le dépôt de la preuve du Distributeur. Le cas échéant, veuillez préciser, pour chacun de ces types de clients, dans quelle mesure cela affecte les prévisions des ventes, par secteurs de consommation, pour l'année de base et l'année témoin.

Réponse :

1 Depuis le dépôt de la preuve, il y a eu de nouveaux raccordements  
2 attribuables aux efforts de développement de marché. Cependant, leur impact  
3 est jugé non significatif, car ils étaient déjà inclus dans la prévision.

1.4 Veuillez élaborer sur les écarts prévisionnels constatés aux tarifs G, G-9, M et LG pour l'année de base 2018 (référence (vi)).

Réponse :

4 L'écart prévisionnel constaté est de +639 GWh. Les ventes attribuables aux  
5 efforts de développement de marché expliquent 297 GWh. Quant à la portion  
6 restante de l'écart constaté, elle s'explique en grande partie par la mise à jour  
7 du PIB tertiaire et du PIB manufacturier. L'impact de cette mise à jour est  
8 estimé à +204 GWh, sur la base des impacts des variables explicatives sur les  
9 ventes présentés au tableau C-2 de la pièce en référence (vi), comme le  
10 montre le tableau R-1.4.

**TABLEAU R-1.4 :**  
**IMPACT DES ÉCARTS CONSTATÉS DES PIB TERTIAIRE ET MANUFACTURIER**

	2017	2018	Croissance cumulative
<b>Croissance PIB Tertiaire</b>			
R-4011-2017 (%)	1.5%	1.4%	2.9%
R-4057-2018 (%)	3.1%	2.0%	5.1%
Écart PIB (%)			2.2%
(A) Écart ventes (GWh)			176
<b>Croissance PIB Manufacturier</b>			
R-4011-2017 (%)	2.5%	2.3%	4.8%
R-4057-2018 (%)	3.2%	2.3%	5.5%
Écart PIB (%)			0.7%
(B) Écart ventes (GWh)			28
(A) + (B) Écart total (GWh)			204

1.5 La Régie comprend que plusieurs entreprises de l'industrie des pâtes et papiers font l'objet de tarifs compensateurs imposés par le Département du Commerce des États-Unis depuis le début de l'année 2018 (référence (iv)). Cependant, compte tenu de l'écart prévisionnel de +1 013 GWh constaté au tarif L pour l'année de base, lequel

est principalement attribuable à des rationalisations moindres que prévu au secteur des pâtes et papiers (référence (vi)), et ce malgré les tarifs compensateurs qui leurs sont imposés, veuillez préciser les nouveaux facteurs économiques justifiant une baisse additionnelle de près de 600 GWh dans la prévision des ventes de ce secteur pour l'année témoin 2019 (référence (v)). Veuillez élaborer sur les variables économiques utilisées pour la prévision des ventes de ce secteur pour l'année témoin.

**Réponse :**

1 **Depuis 2014, le Distributeur constate une baisse constante de 0,5 TWh/an des**  
2 **ventes d'électricité dans le secteur des pâtes et papiers. Parallèlement à cette**  
3 **baisse, le Distributeur constate également une augmentation constante du**  
4 **PIB du secteur sur la même période. Ceci se traduit par une baisse de**  
5 **l'intensité énergétique du secteur (GWh/M\$ de PIB).**

6 **La poursuite de la baisse de l'intensité énergétique du secteur des pâtes et**  
7 **papiers explique en bonne partie la baisse des ventes de ce secteur pour**  
8 **l'année témoin 2019. Au-delà du positionnement sur l'évolution de l'intensité**  
9 **énergétique, la prévision des ventes de ce secteur est notamment influencée**  
10 **par l'évolution du PIB pâtes et papiers.**

1.6 Compte tenu que les variations sur les valeurs du taux de pertes de transport ont un impact sur le taux des pertes globales et celui des pertes de distribution (référence (vii)), veuillez préciser de quelle manière le Distributeur prévoit tenir compte, dans la présente demande tarifaire, de la confirmation à venir du taux de pertes de transport par le Transporteur (référence (viii)).

**Réponse :**

11 **Le Distributeur a pris connaissance de la révision à la baisse du taux de**  
12 **pertes de transport des années 2015 à 2017 présentée au tableau 1 de la pièce**  
13 **HQT-10, Document 3 (B-0094) du dossier R-4058-2018. Par ailleurs, dans le**  
14 **cadre de cette mise à jour, le Transporteur a également revu à la hausse les**  
15 **statistiques de besoins du Distributeur pour ces mêmes années. Avec des**  
16 **ventes à la clientèle inchangées, une hausse des besoins du Distributeur se**  
17 **traduit par une hausse du taux de pertes globales.**

18 **Le tableau R-1.6 présente l'impact de ces changements sur les besoins du**  
19 **Distributeur et les taux de pertes de transport, de distribution et globales.**

**TABLEAU R-1.6 :**  
**HISTORIQUE RÉVISÉ DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR ET DES TAUX DE PERTES DE**  
**TRANSPORT, DE DISTRIBUTION ET GLOBALES**

	2015	2016	2017
Besoins du Distributeur (en TWh)	184,5	182,4	183,8
Taux de pertes globales	7,6 %	7,7 %	7,6 %
Taux de pertes de transport	5,5 %	5,2 %	5,4 %
Taux de pertes de distribution	2,0 %	2,3 %	2,1 %
<b>Écarts par rapport aux valeurs au tableau 7 de la pièce B-0012</b>			
Besoins du Distributeur (en TWh)	0,1	0,4	0,2
Taux de pertes globales	0,1 %	0,2 %	0,1 %
Taux de pertes de transport	-0,6 %	-1,1 %	-0,4 %
Taux de pertes de distribution	0,7 %	1,3 %	0,5 %

1 **Malgré cette mise à jour, le Distributeur ne juge pas nécessaire de revoir la**  
2 **prévision des besoins uniquement en raison de la révision historique des taux**  
3 **de pertes globales. Le Distributeur souligne que la prévision de la demande**  
4 **est soumise à des aléas plus importants que l'écart qui pourrait découler de la**  
5 **modification des taux de pertes globales.**

6 **Par ailleurs, le Distributeur tient à faire remarquer que les taux de pertes de**  
7 **distribution révisés des années 2015 à 2017 sont désormais semblables aux**  
8 **valeurs observées sur la période 2004 à 2014 au tableau 7 de la pièce HQD-4,**  
9 **document 1 (B-0012).**

1.7 La Régie constate une diminution des coefficients de détermination des modèles utilisés pour la prévision des revenus unitaires aux tarifs D et DM, G, G-9 et M par rapport au précédent dossier tarifaire (référence (ix)). Veuillez justifier.

**Réponse :**

10 **Le Distributeur tient à souligner que le coefficient de détermination mesure**  
11 **l'adéquation entre le modèle et les données observées. Certaines variations**  
12 **sont normales, au fur et à mesure que de nouvelles données sont disponibles.**  
13 **Néanmoins, le Distributeur juge que ces légères fluctuations ne remettent**  
14 **aucunement en cause la robustesse de ses modèles.**



## COÛTS ÉVITÉS

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0067](#), p. 18 et 19;
  - (ii) Pièce [B-0015](#), p. 8;
  - (iii) Pièce [B-0051](#), p. 13.

### Préambule :

(i) « Les programmes, options et tarifs actuellement développés sont analysés sur la base du service qu'ils rendent, de la période pendant laquelle ils ont un impact sur l'équilibre énergétique et de l'état de ce dernier pour les années futures. Leur valeur découle de la planification de long terme. Par exemple, un programme tel que le GDP Affaires offre un service en puissance de long terme, ce qui en détermine la valeur. Ce programme apporte de plus sa contribution à la gestion des approvisionnements de très court terme ; ce n'est pas pour autant que sa valeur doit être celle des approvisionnements de très court terme.

Advenant le cas où le Distributeur aurait besoin de développer des programmes, options ou tarifs dont les objectifs sont différents de ceux actuellement développés, et si leurs caractéristiques le justifiaient, le Distributeur ajusterait ses signaux de coûts évités. »

(ii) « Comme dans les précédents dossiers tarifaires, le Distributeur retient comme signal de coût évité de long terme en énergie le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne (A/O 2013-01). Ce signal a toutefois fait l'objet d'une révision, notamment concernant son indexation, et ce, afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des projets éoliens, tant en Amérique du Nord qu'ailleurs dans le monde. »

(iii) « • Le signal de coût évité pour un contrat d'approvisionnement correspond à une annuité établie à partir du coût moyen des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01 :

- Ce coût reflète celui de construction d'une centrale de puissance sur le réseau Québec.
- Un balisage indépendant déposé au moment de l'approbation des contrats a confirmé le caractère concurrentiel des contrats. »

### Demandes :

- 2.1 Relativement aux critères énumérés dans la première phrase de la référence (i), veuillez élaborer sur leurs importances relatives respectives dans la détermination d'un coût évité à être utilisé pour un programme de gestion de puissance tel que la GDP Affaires.

### Réponse :

- 1 **Le Distributeur a développé le programme GDP Affaires dès que des besoins**  
2 **en puissance significatifs et persistants ont été présents sur toute la période**  
3 **de planification. Les quantités recherchées sont significatives (500 MW) et,**  
4 **malgré la présence de ce programme, les besoins de puissance sont encore**  
5 **élevés sur toute la période de planification.**

1           **Dans ce contexte, la valeur du programme est facilement comparable à celle**  
2           **d'un approvisionnement en puissance de long terme.**

3           **Ainsi, c'est à la fois le besoin, sa nature et sa persistance qui déterminent les**  
4           **solutions appropriées à développer. La valeur économique associée à ces**  
5           **solutions est balisée par celle des approvisionnements qu'ils complètent ou**  
6           **remplacent.**

2.2   Hypothétiquement, dans le contexte où le Distributeur venait de lancer un appel d'offres de long terme pour de la puissance, veuillez élaborer sur l'indicateur de coût évité (court terme ou long terme) qui serait utilisé aujourd'hui pour le programme de GDP Affaires ainsi que pour tout autre programme de puissance comparable et ayant le ou les même(s) objectif(s).

**Réponse :**

7           **Le Distributeur rappelle que les besoins de puissance qui nécessiteront un**  
8           **appel d'offres de long terme sont présents, malgré la contribution des**  
9           **programmes de GDP. L'ajout d'un approvisionnement de puissance**  
10          **modifierait le bilan en puissance et les marchés de court terme pourraient**  
11          **alors être suffisants pour répondre aux besoins pour quelques années.**

12          **Toutefois, si l'utilisation d'un appui financier reflétant un signal de coût évité**  
13          **basé sur des approvisionnements de court terme entraînait une diminution de**  
14          **la contribution des programmes de gestion de la puissance, notamment le**  
15          **programme GDP Affaires, cela aurait pour effet de devancer le besoin pour un**  
16          **approvisionnement de long terme. Par conséquent, la valeur de ce programme**  
17          **est bien celle d'un approvisionnement de long terme.**

18          **En résumé, à moins que le bilan du Distributeur ne se trouve en surplus de**  
19          **puissance sur une période de dix ans, le coût évité pertinent pour évaluer la**  
20          **rentabilité des programmes en gestion de la demande en puissance demeure**  
21          **le coût évité de long terme.**

2.3   Relativement à l'affirmation du Distributeur en référence (iii), veuillez indiquer si le Distributeur est en mesure de procéder à une étude de balisage sur les coûts d'un nouvel approvisionnement en puissance de long terme, au même titre de ce qu'il l'a fait pour les coûts évités en énergie (référence (ii)). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

22          **Le signal de coût évité en puissance de long terme est basé sur un coût réel**  
23          **obtenu récemment et dans le contexte propre au Distributeur. Le Distributeur**  
24          **considère que le marché et les technologies qui prévalaient au moment de**  
25          **l'appel d'offres de 2015 demeurent similaires et, par conséquent, que les prix**

1           obtenus alors offrent le meilleur signal du coût pour un futur  
2           approvisionnement en puissance de long terme.

3           Ainsi, avec égards, le Distributeur ne considère ni pertinent ni nécessaire  
4           d'effectuer un tel balisage, puisque les prix obtenus dans l'A/O 2015-01 sont  
5           relativement récents et ont été obtenus dans un contexte concurrentiel  
6           semblable à l'actuel.

2.4   Compte tenu de l'utilisation de valeurs historiques pour la détermination des coûts évités de long terme en énergie et en puissance, veuillez élaborer sur la pertinence d'utiliser des valeurs historiques plutôt que des valeurs prévisionnelles pour les coûts évités de court terme en énergie.

**Réponse :**

7           Les signaux de coûts évités de long terme utilisés sont des projections  
8           basées sur des coûts réels obtenus dans le cadre d'appels d'offres  
9           concurrentiels dans le contexte du Distributeur et non sur des coûts  
10          historiques. Ces coûts réels représentent le meilleur signal disponible pour  
11          établir ce que seraient les coûts futurs si un nouvel approvisionnement de  
12          long terme devait être acquis. Le Distributeur s'assure de la validité de ces  
13          signaux et les révise au besoin, comme ce fut le cas pour le coût de l'énergie  
14          éolienne utilisé pour établir le signal en énergie de long terme, ceci afin de  
15          refléter les changements observés et anticipés dans le coût des projets  
16          éoliens. En puissance, comme mentionné à la réponse à question 2.3, le  
17          dernier appel d'offres est relativement récent et les prix ont été obtenus dans  
18          un contexte concurrentiel semblable à l'actuel.

19          En ce qui concerne les coûts évités de court terme, les marchés sont  
20          davantage influencés par des éléments conjoncturels, comme par exemple les  
21          aléas climatiques ou des indisponibilités temporaires. L'utilisation de coûts  
22          historiques pourrait donc entraîner un biais dans l'évaluation des coûts  
23          futurs. Selon le Distributeur, puisqu'un marché actif existe et que des  
24          anticipations de prix sont disponibles, autant en énergie qu'en puissance,  
25          celles-ci constituent le meilleur signal pouvant être utilisé.

2.5   Dans un même ordre d'idée, veuillez élaborer sur la convenance d'utiliser des valeurs historiques plutôt que des valeurs prévisionnelles pour les coûts évités de court terme en puissance.

**Réponse :**

26          Voir la réponse à la question 2.4.

### APPROVISIONNEMENTS

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0017](#), p. 6, tableau 3;
  - (ii) Pièce [B-0017](#), p. 9, tableau 5;
  - (iii) Pièce [B-0017](#), p. 10, tableau 6;
  - (iv) Pièce [B-0066](#); p. 35;
  - (v) [Suivi de la décision D-2016-143](#), p. 3;
  - (vi) Pièce [B-0087](#), p. 3.

#### Préambule :

- (i) Tableau 3 : Bilan en puissance - Hiver 2018-2019.
- (ii) Tableau 5 : Approvisionnement postpatrimoniaux en puissance – Hiver 2018-2019.
- (iii) Tableau 6 : Coût des approvisionnements postpatrimoniaux.
- (iv) Extrait de la réponse du Distributeur à la question 23.1 de l'ACEF de Québec :  
« Pour 2019, les coûts du programme GDP Affaires étant désormais intégrés au budget de l'efficacité énergétique, ils ne se retrouvent pas dans les tableaux mentionnés à la pièce HQD-6, document 1 (B-0017) sur les approvisionnements. En revanche, comme la contribution en puissance de la GDP pour les mois de janvier, février et mars 2019 diminue, des achats de puissance sur les marchés de court terme doivent être effectués pour la remplacer et assurer l'équilibre du bilan, ce qui entraîne une hausse des montants présentés au tableau 6. »
- (v) [Relevé des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2017.](#)
- (vi) « Le Distributeur précise que le prix de 20 \$/kW-hiver n'est pas déterminé selon un calcul précis. Toutefois, d'une part, ce signal repose sur la connaissance du Distributeur concernant les prix de puissance de produits de type UCAP sur le marché de New York, et notamment sur les prévisions d'ESAI Power LLC présentées dans le rapport Capacity Watch. Ce rapport ne peut être diffusé par le Distributeur pour des raisons de droits de licence. D'autre part, comme mentionné dans la réponse initiale, le Distributeur n'a pas directement accès aux encans pour ces produits et doit procéder par appels d'offres. Le Distributeur a observé que les prix qu'il obtient lors de ses appels d'offres pour des produits de puissance de court terme sont toujours plus élevés que ceux des encans pour le marché de New York pour les mêmes périodes. Le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de l'encan.  
  
Ainsi, l'ensemble des évaluations du Distributeur, combiné à la volonté de maintenir un signal stable, justifie le maintien du signal à 20 \$/kW-hiver. »

#### Demandes :

3.1 Veuillez déposer une mise à jour des tableaux des références (i) à (iii) afin de tenir compte des plus récents ajustements des coûts des approvisionnements, notamment ceux attribuables à la clause de sauvegarde relative au programme GDP Affaires (D-2018-113).

Pour la ligne « Achats d'énergie » du tableau 6 (référence (iii)), veuillez présenter séparément, pour les trois années, les coûts de l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance de ceux des achats sur les marchés de court terme.

**Réponse :**

1 Le Distributeur présente aux tableaux suivants la mise à jour des tableaux  
2 demandés (références (i) à (iii)) selon les données de l'État d'avancement 2018  
3 du Plan d'approvisionnement 2017-2026.

**TABLEAU R-3.1-A :  
BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2018-2019 Année témoin
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>38 387</b>
<i>plus réserve requise</i>	3 650
<i>Taux de réserve</i>	9,5%
<i>moins électricité patrimoniale</i>	37 442
<i>(incluant la réserve)</i>	
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>4 596</b>

**TABLEAU R-3.1-B :  
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2018-2019 Année témoin
<b>LONG TERME</b>	<b>2 927</b>
TCE	-
HQP	1 100
<i>A/O 2015-01</i>	500
<i>Base</i>	350
<i>dont puissance garantie des rappels</i>	0
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	185
Éolien <sup>(1)</sup>	1 467
Petite hydraulique	103
<b>COURT TERME</b>	<b>1 692</b>
Option d'électricité interruptible	1 000
Interventions en GDP	292
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	150
<i>À acquérir (arrondis à 50 MW près)</i>	150
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>4 619</b>

(1) Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec garantie de 40 % de la puissance contractuelle en hiver.

**TABLEAU R-3.1-C :  
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

	2017			2018			2019		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>15,3</b>	<b>1 558,3</b>	<b>101,7</b>	<b>16,6</b>	<b>1 687,1</b>	<b>101,4</b>	<b>17,1</b>	<b>1 809,6</b>	<b>106,0</b>
<b>COURT TERME</b>	<b>0,6</b>	<b>95,8</b>	<b>s.o.</b>	<b>0,8</b>	<b>108,1</b>	<b>s.o.</b>	<b>0,1</b>	<b>19,8</b>	<b>s.o.</b>
Achats d'énergie <sup>(1) (2)</sup>	0,6	56,4	100,0	0,8	74,4	95,0	0,1	2,7	50,2
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	0,0	0,7	200,0	0,0	3,3	200,0	s.o.	s.o.	s.o.
<i>dont gestion de la demande en puissance</i>	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
<i>dont achats sur les marchés de court terme</i>	0,5	50,0	98,8	0,8	71,0	92,7	0,1	2,7	50,2
<i>dont entente cadre</i>	0,1	5,7	112,4	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	39,4	s.o.	s.o.	33,7	s.o.	s.o.	17,2	s.o.
<i>dont option d'électricité interruptible</i>	s.o.	12,2	s.o.	s.o.	10,3	s.o.	s.o.	13,0	s.o.
<i>dont interventions en GDP</i>	s.o.	15,6	s.o.	s.o.	20,3	s.o.	s.o.	0,0	s.o.
<b>TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux</b>	<b>15,9</b>	<b>1 654,1</b>	<b>104,1</b>	<b>17,4</b>	<b>1 795,2</b>	<b>103,1</b>	<b>17,1</b>	<b>1 829,4</b>	<b>106,8</b>

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base.

3.2 Relativement à la question précédente, veuillez élaborer sur les coûts d'approvisionnements en énergie et en puissance prévus par le Distributeur pour l'année témoin et attribuables à la clause de sauvegarde relative au programme GDP Affaires (D-2018-113) (référence (iv)).

**Réponse :**

1 **Le Distributeur rappelle qu'il ne considère aucune contribution en énergie en**  
2 **provenance des programmes de gestion de la demande en puissance dans sa**  
3 **planification. Par conséquent, pour l'année témoin, la clause de sauvegarde**  
4 **n'a aucun impact sur les coûts d'achats en énergie.**

5 **En puissance, la clause de sauvegarde entraînerait normalement des achats**  
6 **de puissance additionnels pour assurer l'équilibre du bilan. Toutefois,**  
7 **l'impact de la clause de sauvegarde est compensé par la révision à la baisse**  
8 **des aléas, réduisant ainsi le taux de réserve et, donc, le besoin pour des**  
9 **approvisionnements en puissance. Les coûts d'approvisionnements révisés,**  
10 **suivant les données de l'État d'avancement 2018, sont présentés au**  
11 **tableau R-3.1-C de la réponse à la question 3.1.**

3.3 Veuillez préciser les prix payés pour la puissance sur les marchés de court terme pour les mois de janvier, février et mars 2019, en kW-mois ainsi qu'en MWh (référence (iv)).

**Réponse :**

12 **À ce jour, le Distributeur n'a pas encore procédé à des achats de puissance**  
13 **sur les marchés de court terme. Si des achats doivent être réalisés, les**  
14 **quantités requises ne seront pas substantielles et elles pourront être acquises**  
15 **avant le 1<sup>er</sup> décembre.**

3.4 Dans sa première version du relevé du suivi de l'entente globale cadre, le Distributeur présente, dans une même colonne, les achats court terme et les contributions horaires provenant de l'option d'électricité interruptible (référence (v)). Veuillez commenter l'ajout, dans les prochains relevés du suivi de l'entente cadre, une colonne présentant également, sur une base horaire, l'énergie (MWh) et le coût moyen de l'énergie provenant de l'option d'électricité interruptible.

**Réponse :**

16 **Le Distributeur effectue déjà un suivi de l'utilisation des options d'électricité**  
17 **interruptible dans le rapport annuel du Distributeur déposé à la Régie et ne**  
18 **voit pas la pertinence de présenter l'information plus détaillée. Toutefois, si la**  
19 **Régie jugeait cette information pertinente, le Distributeur pourrait inclure la**  
20 **quantité d'énergie en MWh associée à ce moyen sur une base horaire.**

1 De plus, le Distributeur tient à rappeler que le suivi de l'entente globale cadre  
2 est requis afin de permettre l'allocation des volumes annuels en énergie liée à  
3 l'électricité patrimoniale et des pénalités liées à cette entente. Présenter le  
4 coût moyen de l'énergie des options d'électricité interruptible viendrait ajouter  
5 de l'information non nécessaire et peu variable, puisque ce coût moyen  
6 horaire est prédéfini et approuvé par la Régie dans les *Tarifs d'électricité*.

3.5 La Régie comprend que le Distributeur n'a pas directement accès aux encans pour ces produits et doit procéder par appels d'offres (référence (vi)). Veuillez élaborer sur les motifs pour lesquels les prix sont toujours plus élevés, jusqu'à cinq fois, que ceux des encans pour le marché de New York pour les mêmes périodes.

**Réponse :**

7 Le Distributeur acquiert ces produits de puissance par appel d'offres ou par la  
8 sollicitation de plusieurs producteurs dans le but d'obtenir le meilleur prix  
9 pour les quantités recherchées. Puisque les contreparties participantes ou  
10 non à ces appels d'offres ne communiquent pas leurs stratégies de  
11 commercialisation et leurs différentes options de mise en marché au  
12 Distributeur, celui-ci n'est pas en mesure d'élaborer sur les motifs pour  
13 lesquels les prix sont plus élevés que ceux des encans pour le marché de  
14 New York.

**GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE (GDP)**

4. **Références :** (i) Suivi de l'entente globale cadre du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2017 - [Annexes \(fichier Excel\)](#);  
(ii) Données relatives à la température et la vitesse du vent de l'année 2017 d'Environnement Canada. [Aéroport Mt-ElIiot-Trudeau et Montréal Int.](#)

**Préambule :**

Le fichier Excel déposé le 1<sup>er</sup> octobre 2018 par le Distributeur en référence (i) et les données en référence (ii), permettent de corréler la demande aux données météorologiques d'Environnement Canada pour Montréal puis de classer les données par ordre décroissant de la colonne *Volume d'électricité fournie par les ressources du Producteur*.

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez confirmer que les données en référence (i) font état de la demande sur le réseau du Distributeur après impact de l'ensemble des mesures de GDP autres que le tarif interruptible mettant la puissance interruptible à la disposition d'HQP.



**Réponse :**

1           Le Distributeur n'est pas en mesure de confirmer que le suivi de l'entente  
2           globale cadre permet de retracer l'information recherchée.

3           Pour avoir une indication de la demande au Québec, les données de la  
4           colonne « BRD\_RI (MWh) » (colonne 1) de l'onglet « 2-Proxy horaire » sont les  
5           plus pertinentes. Elles présentent les besoins réguliers du Distributeur (BRD),  
6           soit la demande à approvisionner auprès des clients du Distributeur avant  
7           l'application de l'ensemble des moyens de gestion du Distributeur, comme  
8           calculé par le Transporteur.

9           Par ailleurs, le Distributeur tient à rappeler que les informations de l'onglet  
10          « 1-EC Horaire » du suivi permettent de reconstituer les résultats à partir de la  
11          production brute des centrales du Producteur. Ainsi, les données de la  
12          colonne « Volume d'électricité fournie par les ressources du Producteur  
13          (MWh) » (colonne 5) présentent la valeur de l'électricité produite ou acquise  
14          par le Producteur pour respecter l'ensemble de ses engagements, autant  
15          envers le Distributeur que ses autres clients au Québec ou à l'extérieur de la  
16          zone de réglage. Les informations recherchées ne peuvent être obtenues de  
17          cette façon.

4.2       Veuillez ajouter, le cas échéant, au tableau Excel de la référence (i), les données  
          météorologiques horaires les plus appropriées selon le Distributeur, en précisant leur  
          source, permettant de faire une corrélation entre la demande et la température  
          extérieure.

**Réponse :**

18          Le Distributeur ne fait pas de prévision à court terme reposant sur une  
19          relation entre les données météorologiques et la demande, contrairement au  
20          Transporteur.

21          De l'avis du Transporteur, les principales données météorologiques à utiliser  
22          seraient les observations pour la température extérieure, la vitesse des vents  
23          et la couverture nuageuse aux principaux points de consommation  
24          d'électricité, soit les stations météorologiques d'Ottawa/Gatineau (CYOW), de  
25          Montréal (CYUL) et de Québec (CYQB).

26          Le Distributeur tient à préciser que la température n'est pas le seul facteur qui  
27          explique la demande des besoins réguliers du Distributeur. En effet, plusieurs  
28          autres facteurs peuvent avoir un impact significatif sur le niveau de la  
29          demande. Ainsi, le jour de la semaine où débute une vague de froid et sa  
30          persistance (nombre de journées consécutives) vont fortement influencer la  
31          demande. Les jours fériés et la charge industrielle (peu affectée par la

1 température) sont aussi certains des éléments à considérer pour expliquer  
2 l'intensité de la demande québécoise.

3 Le Distributeur ajoute les données météorologiques au fichier Excel  
4 HQD-14-1.3\_R-4.xlsx. L'onglet « Droit utilisation EC » indique la Convention de  
5 droits d'utilisation d'un produit logiciel et de données d'Environnement et  
6 Changement climatique Canada.

- 4.3 La Régie constate des références (i) et (ii) que 5 des 25 premières heures de pointe du Distributeur, en position 2, 3, 8, 10 et 22 de la courbe des puissances classées de l'hiver 2017, correspondent à 4 épisodes différents de pointe critique, c'est-à-dire les :
- 9 janvier 2017 à 18h00;
  - 7 février 2017 à 18h00 et à 19h00;
  - 10 février 2017 à 7h00 am; et
  - 14 décembre 2017 à 19h00.

Veillez confirmer que ces 4 événements différents de pointe critique, survenus parmi les 25 heures de plus forte pointe du Distributeur, pendant la seule année 2017, ont eu lieu à une période où la température à Montréal était supérieure à -10°C.

**Réponse :**

7 Le Distributeur ne peut confirmer les constats de la Régie. En utilisant les  
8 besoins réguliers du Distributeur (BRD) pour établir sa courbe des puissances  
9 classées à approvisionner auprès de sa clientèle, aucun de ces épisodes ne  
10 fait partie des 25 heures de plus forte demande. En effet, les 25 premières  
11 heures les plus chargées en 2017 sont survenues au cours du mois de  
12 décembre. Par exemple, le 9 janvier 2017 à 18 h vient à la 48<sup>e</sup> position des  
13 BRD.

14 Plusieurs raisons peuvent expliquer cette concentration des BRD au mois de  
15 décembre. D'abord, les journées froides de l'hiver 2017 ont été peu  
16 nombreuses, comparativement à des hivers normaux ou froids, ce qui a pour  
17 effet d'inclure des demandes moins importantes dans le haut d'une courbe  
18 des puissances classées.

19 De plus, comme mentionné en réponse à la question 4.2, d'autres variables  
20 que la température à Montréal sont nécessaires pour déterminer la demande  
21 au Québec.

- 4.4 Veuillez ajouter une colonne au tableau Excel de la référence (i) donnant, en MWh, les impacts estimés de la biénergie en fonction de la température extérieure. Veuillez expliquer la corrélation température extérieure / impact de la biénergie utilisée pour générer les données de cette colonne.

**Réponse :**

1                    **Le Distributeur ne dispose pas de l'information demandée. L'évaluation de la**  
2                    **contribution de la biénergie est réalisée seulement à la pointe hivernale.**

4.5    Veuillez compléter le tableau établi à la question précédente de colonnes supplémentaires donnant les impacts des autres programmes et options tarifaires de GDP, au même titre qu'est fournie dans le tableau Excel en référence (i), la colonne *Consommation attribuable à la puissance interruptible mise à la disposition d'HQP majorée des pertes de transport (MWh)*.

**Réponse :**

3                    **Le Distributeur ajoute l'information demandée au fichier Excel**  
4                    **HQD-14-1.3\_R-4.xlsx à l'onglet « 2-Proxy horaire ». Voir aussi la réponse à la**  
5                    **question 3.4.**

4.6    Veuillez ajouter à ce tableau les jours de la semaine correspondant aux dates.

**Réponse :**

6                    **Le Distributeur a reproduit les jours de la semaine associés à chaque point de**  
7                    **données des 8 760 heures au fichier Excel HQD-14-1.3\_R-4.xlsx. Le jour 1**  
8                    **correspond à un dimanche et le jour 7 à un samedi.**

4.7    Veuillez fournir la demande horaire qu'aurait eu à combler le Distributeur sans l'ensemble de ces moyens de GDP.

**Réponse :**

9                    **Cette donnée correspond à la colonne « BRD\_RI (MWh) » de l'onglet « 2-Proxy**  
10                   **horaire ». Voir la réponse à la question 4.1.**

5.    **Références :**    (i)    Pièce [B-0026](#), p. 12;  
                              (ii)    Pièce [B-0026](#), p. 20.

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur mentionne :

« [...], le Distributeur prévoit consacrer 30,1 M\$ pour l'ensemble de ses interventions en GDP, ce qui permettra d'assurer près de 372,3 MW comme moyen à sa disposition pour équilibrer son bilan en puissance à l'hiver 2019-2020. »

À la référence (ii), le Distributeur présente le tableau 8, donnant les résultats des tests économiques TCTR, TP et TNT des programmes de gestion de la demande de puissance. Il précise que les hypothèses de calcul sont présentées au tableau B-1 de l'annexe de la même pièce. Celles-ci ne mentionnent que des hypothèses sur le nombre de MW estimé des 3 programmes principaux.

**Demandes :**

5.1 Veuillez présenter et expliquer les calculs ayant mené aux valeurs du tableau 8 en référence (ii) en précisant notamment quels coûts évités et quelles valeurs d'impact des programmes, coïncidant à l'heure de plus forte pointe, ont été utilisés.

**Réponse :**

1 **Tous les programmes en gestion de la demande en puissance visent à réduire**  
2 **la demande à la pointe et à fournir au Distributeur des moyens additionnels à**  
3 **l'intérieur de sa zone de contrôle. Ainsi, l'analyse économique a été réalisée**  
4 **en considérant le coût évité de fourniture en puissance pour un**  
5 **approvisionnement de long terme, ainsi que le coût évité de transport et de**  
6 **distribution.**

7 **Le tableau R-5.1-A présente les hypothèses utilisées pour l'analyse**  
8 **économique de tous les programmes du tableau 8 en référence (ii).**

**TABLEAU R-5.1-A :**  
**PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES**

<b>Paramètres économiques utilisés pour tous les programmes</b>	
<b>Coût évité de fourniture (puissance-contrat long terme)</b>	114,7 \$/kW en 2019 et croissance à l'inflation par la suite
<b>Coût évité de transport</b>	51,1 \$/kW -an en 2019 et croissance à l'inflation par la suite
<b>Coût évité de distribution</b>	18,5 \$/kW -an en 2019 et croissance à l'inflation par la suite
<b>Taux d'actualisation nominal</b>	5,445%
<b>Taux d'actualisation réel</b>	3,377%
<b>Taux d'inflation</b>	2%

9 **Les tableaux R-5.1-B, R-5.1-C et R-5.1-D présentent respectivement les**  
10 **hypothèses de calcul, le détail et les résultats des tests économiques pour le**  
11 **programme *Chauffe-eau à trois éléments*.**

**TABLEAU R-5.1-B :  
HYPOTHÈSES DE CALCUL – CHAUFFE-EAU À TROIS ÉLÉMENTS**

Nombre de participants	20 000
Réduction de puissance annuelle par maison	0,1 kW
Investissements Hydro-Québec (dont appui financier aux clients et à Giant)	2,5 M\$
Charges Hydro-Québec	0,4 M\$
Investissements client (appui financier reçu de 100\$/participant)	- 2,0 M\$
Durée de l'analyse	12 ans

**TABLEAU R-5.1-C :  
DÉTAIL DES TESTS ÉCONOMIQUES – CHAUFFE-EAU À TROIS ÉLÉMENTS**

	VAN												
	(année de référence = 2019)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Puissance (MW)	20,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
(1) Investissements Hydro-Québec (M\$)	2,5	2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(2) Charges Hydro-Québec (M\$)	0,4	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(3) Investissements client (M\$)	(2,0)	(2,0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(4) Facture évitée par le client (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût évité de puissance (\$/kW)		114,7	117,0	119,4	121,8	124,2	126,7	129,2	131,8	134,4	137,1	139,9	142,7
Coût évité de transport + distribution (\$/kW)		69,6	70,9	72,4	73,8	75,3	76,8	78,3	79,9	81,5	83,1	84,8	86,5
(5) Coûts évités totaux (M\$)	3,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5

**TABLEAU R-5.1-D :  
RÉSULTATS DES TESTS ÉCONOMIQUES – CHAUFFE-EAU À TROIS ÉLÉMENTS**

Tests économiques	Formules	Résultats (M\$)
TCTR	(5) - (1) - (2) - (3)	2,8
TP	(4) - (3)	2,0
TNT	(5) - (1) - (2) - (4)	0,8

1 Pour le programme *GDP Affaires*, les tableaux R-5.1-E, R-5.1-F et R-5.1-G  
2 présentent respectivement les hypothèses de calcul, le détail des tests  
3 économiques et leurs résultats.

**TABLEAU R-5.1-E :  
HYPOTHÈSES DE CALCUL – GDP AFFAIRES**

Hypothèses de calcul	
Réduction de puissance (MW)*	365
Investissements Hydro-Québec	0,3 M\$
Charges Hydro-Québec** (appui financier + frais de commercialisation)	25,2 M\$
Investissements client (10,5 \$/kW réduit – aide financière reçue)	-21,4 M\$
Durée de l'analyse	1 an

\* Dont 5 MW pour les Bâtiments HQ.

\*\*Les Charges Hydro-Québec représentent l'appui financier versé aux participants pour l'hiver 2019-2020, alors que le budget Charges présenté au tableau A-1 de la pièce HQD-10, document 1 (B-0022) représente l'aide versée aux participants pour l'année 2019. Cette différence dans la période de référence explique l'écart budgétaire entre les deux données, lequel est négligeable sur les résultats des tests économiques.

**TABLEAU R-5.1-F :  
DÉTAIL DES TESTS ÉCONOMIQUES – GDP AFFAIRES**

	2019
Puissance (MW)	365
Appui financier (\$/kW)	70
(1) Investissements Hydro-Québec (M\$)	0,3
(2) Charges Hydro-Québec (M\$)	25,2
(3) Investissements client (M\$)	-21,4
(4) Facture évitée par le client (M\$)	0,0
Coût évité de puissance (\$/kW)	114,7
Coût évité de transport + distribution (\$/kW)	69,6
(5) Coûts évités totaux (M\$)	67,3

**TABLEAU R-5.1-G :  
RÉSULTATS DES TESTS ÉCONOMIQUES – GDP AFFAIRES**

Tests économiques	Formules	Résultats (M\$)
TCTR	(5) - (1) - (2) - (3)	63,2
TP	(4) - (3)	21,4
TNT*	(5) - (1) - (2) - (4)	41,7

\* Une erreur a été constatée dans le tableau 8 de la référence (ii), le TNT aurait dû se lire 42 au lieu de 41.

1 Pour le détail des analyses économiques du programme Charges  
2 interruptibles résidentielles, voir la réponse à la question 20.4 de la demande  
3 de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.2 révisée  
4 (B-0094).

1 **Pour les autres interventions en gestion de la demande en puissance, il s'agit**  
2 **essentiellement d'un ensemble de coûts assumés par le Distributeur pour**  
3 **mieux informer et sensibiliser la clientèle, sans y associer d'impact**  
4 **énergétique.**

5.2 Veuillez préciser quels coûts évités d'énergie sont considérés pendant les heures de plus forte demande, pour les programmes de GDP, autres que GDP-Affaires, qui, en réduisant la puissance appelée pendant ces heures, réduisent la consommation d'énergie d'autant pour chacune de ces heures de pointe critique. Veuillez justifier et expliquer.

**Réponse :**

5 **En ce qui concerne la fourniture, seul le coût évité en puissance de long terme**  
6 **a été considéré dans le calcul des trois tests économiques, et ce, pour tous**  
7 **les programmes en gestion de la demande en puissance. Tout comme pour le**  
8 **programme GDP Affaires, la valeur du service rendu par l'ensemble des**  
9 **programmes en gestion de la demande en puissance se compare à un**  
10 **approvisionnement en puissance de long terme. Voir également la réponse à**  
11 **la question 2.1.**

12 **C'est également pour repousser ou remplacer le recours à un**  
13 **approvisionnement de long terme que le Distributeur vise une réduction de**  
14 **l'appel de puissance de ses clients en ayant recours à des équipements de**  
15 **nouvelles technologies (Charges interruptibles résidentielles) ou par le biais**  
16 **d'un rabais à la caisse (Chauffe-eau à trois éléments).**

17 **Le Distributeur rappelle que l'analyse économique est un outil d'aide à la**  
18 **décision. La prise en compte des coûts évités en énergie aurait un impact**  
19 **marginal sur le résultat des tests économiques. En effet, d'une part, une**  
20 **portion de la charge serait déplacée plutôt qu'effacée et, d'autre part, la perte**  
21 **de revenu pour la portion effacée devrait être considérée. Finalement, si un**  
22 **programme est robuste en ne considérant que les coûts évités en puissance,**  
23 **l'ajout des coûts évités en énergie ne feront que renforcer le résultat.**

5.3 Pour les programmes qui ne visent pas un effacement pendant la pointe critique, mais un déplacement de charges vers des périodes moins critiques, veuillez élaborer sur les coûts d'énergie considérés pour les reprises de charge.

**Réponse :**

24 **Voir la réponse à la question 5.2.**

## STRATÉGIE TARIFAIRE

6. **Référence :** Suivi de l'entente globale cadre du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2017 - [Annexes \(fichier Excel\)](#).

### Préambule :

Les dates figurant au fichier Excel déposé le 1<sup>er</sup> octobre 2018 par le Distributeur peuvent être corrélées aux jours de la semaine, avant de classer les lignes du fichier par ordre décroissant de la colonne *Volume d'électricité fournie par les ressources du Producteur*.

### Demande :

- 6.1 Veuillez confirmer les constats de la Régie à l'effet que dès la 7<sup>ième</sup> heure des puissances classées de l'année 2017 puis dans les 100 heures suivantes, une portion significative (18 sur 100) de la fine pointe a lieu des samedis ou des dimanches.

### Réponse :

1 Le Distributeur n'est pas en mesure de confirmer les constats de la Régie  
2 puisque les données de la colonne « *Volume d'électricité fournie par les*  
3 *ressources du Producteur (MWh)* » ne représentent pas la demande en  
4 électricité du Distributeur. À cet égard, voir la réponse à la question 4.1.

5 Lorsque le Distributeur reproduit l'analyse avec les données de la colonne  
6 « BRD\_RI (MWh) », l'heure de fin de semaine ayant la plus forte demande  
7 représente la 22<sup>e</sup> heure.

8 De plus, les 30 et 31 décembre ont été des journées particulièrement froides.  
9 En effet, ces deux journées représentent 23 heures parmi les 100 heures de  
10 plus grande demande de l'année 2017. Elles représentent 96 % de toutes les  
11 heures de fin de semaine incluses dans ces 100 heures. Ces deux journées  
12 font partie d'une importante vague de froid qui s'est échelonnée sur plusieurs  
13 jours à la fin de l'année 2017 (incluant des jours fériés). En somme le  
14 Distributeur constate qu'un samedi et un dimanche de l'année 2017 furent  
15 particulièrement froids, mais il ne peut rien conclure pour toutes les années.

16 Voir aussi la réponse à la question 4.3.

7. **Références :** (i) Pièce [B-0045](#), p. 23;  
(ii) Pièce [B-0032](#), p. 48.

### Préambule :

(i) La Régie note que trois options ont été présentées aux participants à la consultation de la clientèle. Comme elle le constate au tableau suivant, le prix de pointe de 15 ¢/kWh suggéré au Tarif différencié dans le temps TDT s'appliquait pour un total de 600 heures et ne



s'appliquait pas les jours de fin de semaine. Cette exemption permet le déplacement d'activités plus énergivores des 600 heures de pointe la semaine vers les jours de fin de semaine. Par ailleurs, l'option TDT qui a été présentée aux participants ne sera finalement pas offerte par le Distributeur.

Le Distributeur semble toutefois privilégier la même approche, soit d'exempter les jours de fin de semaine, pour le tarif de pointe critique (TPC), bien que le nombre d'heures de pointe nécessitant un déplacement d'activités énergivores ne serait pas de 600 heures mais plutôt de 100 heures au maximum.

**PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES OPTIONS PRÉSENTÉES**

Caractéristiques	Crédit sur le tarif régulier (CPC)	Tarif de pointe critique (TPC)	Tarif différencié dans le temps (TDT)
Nombre d'heures	2 900	2 900	2 900
Hiver	Maximum de 100	Maximum de 100	600
Heures critiques	Minimum de 2 800	Minimum de 2 800	2 300
Heures hors pointe			
Plages horaires de pointe	Principalement Lundi au vendredi 6 h - 9 h 16 h - 20 h	Lundi au vendredi 6 h - 9 h 16 h - 20 h	Lundi au vendredi 6 h - 9 h 16 h - 20 h
Prix de l'énergie (¢/kWh)			
Période d'hiver			
Crédit en pointe critique	50	s.o.	s.o.
Prix de pointe critique	s.o.	50	s.o.
Prix de pointe	s.o.	s.o.	15
Prix hors pointe	7 <sup>1</sup>	5	5
Période d'été	7	7	7
Avis d'événement de pointe critique	Oui	Oui	Non

<sup>1</sup> S'applique en tout temps en période d'hiver.

(ii) À l'article 2.76 concernant le tarif de pointe critique DPC, le Distributeur propose d'exclure des *heures de pointe* le samedi et dimanche.

**Demandes :**

7.1 Considérant que le nombre d'heures de pointe serait limité à 100 heures au TPC contre environ 600 heures au TDT, tel qu'énoncé au préambule (i), et considérant qu'il n'est pas impossible qu'une pointe hivernale se produise durant un weekend, veuillez élaborer sur la nécessité d'exclure les heures de pointe le samedi et le dimanche.

**Réponse :**

1 **Comme mentionné en réponse à la question 6.1, bien que le Distributeur**  
 2 **constate qu'un samedi et un dimanche de l'année 2017 ont été**  
 3 **particulièrement froids, il ne peut rien conclure pour les années futures.**

4 **Par ailleurs, le Distributeur est d'avis que l'exclusion des heures de pointe**  
 5 **critique des fins de semaine est nécessaire au succès commercial du TPC. En**  
 6 **effet, le client qui ne réussirait pas à effacer ou à déplacer sa consommation**  
 7 **paierait un prix très élevé et ne disposerait que du prix faible des heures hors**

1            **pointe en période d'hiver pour tenter de compenser ce surcoût. Or, les jours**  
2            **de fin de semaine sont consacrés généralement aux tâches ménagères et les**  
3            **membres du ménage sont davantage présents à la maison, ce qui laisse peu**  
4            **de marge de manœuvre. C'est pour cette raison que le Distributeur souhaite**  
5            **que les clients au TPC puissent jouir de jours entiers lors des fins de semaine**  
6            **exempts d'une facturation à prix élevé.**

7            **Les clients ayant adhéré au CPC pourront, pour leur part, contribuer sur une**  
8            **base volontaire aux besoins de gestion lors des fins de semaine, et ainsi**  
9            **potentiellement, augmenter leurs économies.**

7.2 Veuillez élaborer sur la nécessité d'exclure les heures de pointe les samedi et dimanche au tarif de pointe critique alors que les clients au tarif DT sont assujettis au tarif de pointe tous les jours sans distinction.

**Réponse :**

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

11           **Le tarif DT est différent du TPC sur le plan tant des prix que des modalités**  
12           **tarifaires. D'une part, le calibrage du tarif DT et du TPC tient compte des**  
13           **heures de pointe définies à chacun de ces tarifs : au tarif DT, il s'agit de toutes**  
14           **les heures où la température est inférieure à -12 °C alors qu'au TPC, seules les**  
15           **100 heures critiques en semaine sont considérées. Une modification à la**  
16           **définition des heures de pointe aurait nécessairement un impact sur le**  
17           **calibrage, c'est-à-dire sur les prix d'énergie.**

18           **D'autre part, si les clients au tarif DT sont assujettis au prix plus élevé peu**  
19           **importe la journée, il n'en demeure pas moins qu'ils bénéficient d'un seul et**  
20           **unique bas prix tout au long de l'année et que le prix de pointe est largement**  
21           **inférieur à celui proposé au TPC. De plus, les clients au tarif DT ont**  
22           **nécessairement une source d'énergie alternative pour le chauffage des locaux**  
23           **lorsque la température est inférieure à -12 °C, ce qui leur permet de réduire**  
24           **leur consommation électrique en pointe sans impact sur le confort des**  
25           **occupants. Les clients qui adhéreront au TPC n'ont pas nécessairement cette**  
26           **alternative.**

7.3 Veuillez commenter la possibilité de limiter à 14 ou 21 heures, par exemple, le nombre d'heures de pointe les samedi et dimanche plutôt que les exclure au tarif de pointe critique.

**Réponse :**

27           **Outre le fait que l'inclusion d'heures de fin de semaine dans les événements**  
28           **de pointe critique pourrait devenir un frein à l'adhésion des clients au TPC,**

- 1 l'inclusion de quelques heures complexifierait le message pour le client et la  
2 gestion de cette option pour le Distributeur, ce qui n'est pas souhaitable.
- 3 Le Distributeur est d'avis que les avantages de l'inclusion des heures de fin  
4 de semaine seraient bien maigres comparativement à l'impact défavorable sur  
5 l'attrait de cette option.
- 6 Le Distributeur rappelle que les clients adhérant au CPC pourront contribuer  
7 sur une base volontaire aux besoins de gestion lors des fins de semaine tout  
8 en augmentant leurs économies. Pour l'option du CPC, l'inclusion d'heures de  
9 fin de semaine représente ainsi une situation gagnante-gagnante pour les  
10 clients et le Distributeur.

8. **Référence :** Pièce [B-0062](#), p. 125 à 128.

**Préambule :**

*« Comparativement à la méthode dite de « régression linéaire saisonnière » utilisée pour le programme GDP Affaires, la méthode de calcul retenue afin d'estimer l'énergie de référence au CPC, dite « 3 de 5 ajustée », n'utilise effectivement pas directement les données de température extérieure. En revanche, elle tient compte indirectement de la variation de la température extérieure par l'ajustement de l'énergie moyenne mesurée pendant les heures de pointe de la période de référence avec la différence de consommation enregistrée pendant les heures d'ancrage.*

[...]

*Pour le CPC, la méthode de calcul « 3 de 5 ajustée » a été retenue afin d'estimer l'énergie de référence pour les raisons qu'elle :*

- présente une performance statistique équivalente à celle de la « régression linéaire saisonnière » ;*
- permet une rétroaction rapide au client y adhérant afin qu'il puisse constater le fruit de ses efforts et, ainsi, les ajuster au besoin ;*
- s'adapte rapidement aux changements de comportement du ménage ;*
- ne requiert qu'un historique de quelques semaines ;*
- est plus transparente pour le client qui voudrait estimer son énergie de référence à partir des données de consommation disponibles sur son Espace client. »*

**Demandes :**

- 8.1 Veuillez préciser si, à la connaissance du Distributeur, d'autres distributeurs nord-américains utilisent la méthode « 3 de 5 ajustée » pour mesurer l'énergie de référence dans des programmes ou tarifs similaires au CPC. Si oui, veuillez les identifier et fournir les références.

Réponse :

1 À la connaissance du Distributeur, au moins un autre distributeur utilise cette  
2 méthode, soit Southern California Edison. La section « Energy bill credit » sur  
3 le site Web de son programme « Smart Energy » détaille la méthode de  
4 calcul :

5 [https://www.sce.com/tnc/save-power-day-incentive-plus-program-terms-and-  
6 conditions](https://www.sce.com/tnc/save-power-day-incentive-plus-program-terms-and-conditions)

8.2 Veuillez présenter des articles ou extraits d'articles de publications reconnues décrivant la méthode de calcul « 3 de 5 ajustée » et présentant les avantages et inconvénients de la méthode pour mesurer l'énergie de référence dans des programmes ou tarifs similaires au CPC.

Réponse :

7 Le Distributeur indique ci-après quelques rapports et articles d'intérêt.

8 A) Dans un rapport datant de 2014 (*Summary of Baseline Assessment Studies*  
9 *Reference material for M&V and Baseline*), l'*Independent Electricity System*  
10 *Operator* de l'Ontario (IESO) a résumé les différentes conclusions d'études  
11 relatives au calcul de l'énergie de référence :

12 [http://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Engagement-Initiatives/Working-  
13 Groups/-/media/files/ieso/document-library/working-group/demand-  
14 response/drwg-20140603-Item5b%20Final.pdf](http://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Engagement-Initiatives/Working-Groups/-/media/files/ieso/document-library/working-group/demand-response/drwg-20140603-Item5b%20Final.pdf)

15 B) Le rapport de 2003, (*Protocol Development for Demand Response*  
16 *Calculation – Findings and Recommendations*) préparé pour la *California*  
17 *Energy Commission*, présente des comparaisons de différentes stratégies  
18 pour calculer l'énergie de référence :

19 [https://www.energy.ca.gov/reports/2003-03-10\\_400-02-017F.PDF](https://www.energy.ca.gov/reports/2003-03-10_400-02-017F.PDF)

20 C) Des spécialistes chez Itron, Collin Elliot, Jean Shelton et Dave Hanna, ont  
21 fait une présentation à la conférence IEPEC de 2013 (*Challenges of*  
22 *Estimating Hourly Baselines for Residential Customers*) sur le sujet :

23 <https://www.iepec.org/wp-content/uploads/2013/03/Presentations/Elliot.pdf>

24 D) Dans un court rapport publié en juillet 2017, l'*Alberta Electric System*  
25 *Operator* (AESO) présente plusieurs recommandations :

26 [https://www.aeso.ca/assets/Uploads/Demand-Response-Baselines-AESO-  
27 ECDWG-July-2017.pdf](https://www.aeso.ca/assets/Uploads/Demand-Response-Baselines-AESO-ECDWG-July-2017.pdf)

28 Les méthodes arithmétiques décrites dans ces rapports et articles font  
29 souvent référence à « X de Y » (en référence à « 3 de 5 »). À titre informatif, la  
30 méthode « 8 de 10 ajustée » a également été évaluée par le Distributeur puis

1                    **abandonnée puisque le faible gain en précision n'était pas significatif par**  
2                    **rapport à l'augmentation de la lourdeur de calcul.**

8.3 Veuillez expliquer et préciser sur quoi se base le Distributeur pour affirmer que la méthode *présente une performance statistique équivalente à celle de la régression linéaire saisonnière.*

**Réponse :**

3                    **Le tableau R-8.3 présente les résultats statistiques des deux méthodes**  
4                    **évaluées sur près de 2 000 profils de consommation de clients résidentiels**  
5                    **n'ayant pas participé à des événements de gestion de puissance. Les**  
6                    **résultats de la consommation réelle ont été comparés avec les résultats du**  
7                    **calcul de l'énergie de référence pour les plages horaires des 10 journées les**  
8                    **plus froides de l'hiver 2015-2016 (pour un total de 70 heures) en retirant ces**  
9                    **10 journées de la référence admissible. Le paramètre de comparaison retenu**  
10                   **est le pourcentage d'erreur absolue moyen. Il correspond à la moyenne des**  
11                   **écarts absolus, exprimés en pourcentage, entre l'énergie de référence pour**  
12                   **chaque événement et la consommation réelle de chaque profil.**

**TABLEAU R-8.3 :**  
**COMPARAISON ENTRE LES MÉTHODES**  
**« 3 DE 5 AJUSTÉE » ET RÉGRESSION LINÉAIRE SAISONNIÈRE**

<b>Méthode</b>	<b>Pourcentage d'erreur absolue moyen</b>
<b>3 de 5 ajustée</b>	<b>15,9 %</b>
<b>Régression linéaire saisonnière</b>	<b>16,1 %</b>

13                   **Ces statistiques montrent que la précision des deux méthodes est**  
14                   **comparable.**

8.4 Veuillez fournir les résultats de l'analyse de données historiques démontrant la précision obtenue par la méthode de calcul « 3 de 5 ajustée » relativement à l'estimation de l'énergie de référence.

**Réponse :**

15                   **Voir la réponse à la question 8.3.**

**9. Référence :** Pièce [B-0062](#) p. 126.

**Préambule :**

Dans ses réponses à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie, le Distributeur a fourni notamment une illustration (figure R-45.1) du calcul de l'énergie effacée. Ce calcul est nécessaire afin d'établir le crédit auquel le client a droit dans l'option tarifaire « Crédit en pointe critique » (« CPC »).

**Demande :**

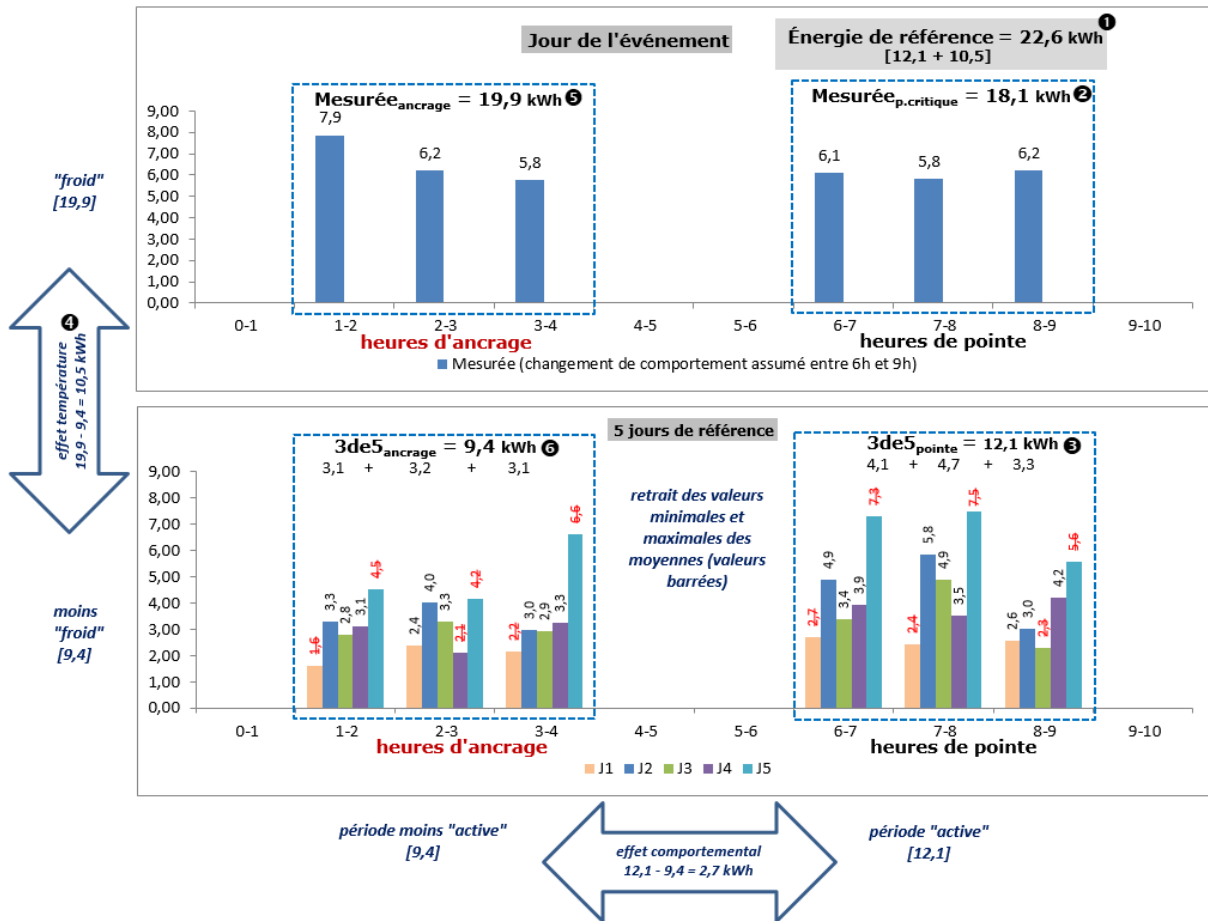
9.1 Veuillez confirmer que l'énergie mesurée lors de l'évènement de pointe critique devrait se lire 18,1 kWh et non de 16,8 kWh. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur constate que la figure R-45.1 présentée en réponse à la**  
2 **question 45.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce**  
3 **HQD-14, document 1.1 (B-0062) contient une erreur.**

4 **Il présente donc ici une version corrigée de la figure et du texte explicatif s'y**  
5 **rattachant.**

**FIGURE R-9.1 (FIGURE R-45.1 RÉVISÉE) :**  
**EXEMPLES D'HEURES DE POINTE CRITIQUE DU MATIN (6 H À 9 H)**



Les calculs suivants sont requis pour obtenir la valeur de l'énergie effacée :

Énergie effacée = Énergie de référence ① – énergie mesurée lors de l'événement de pointe critique ②

Dans notre exemple : 4,5 kWh = 22,6 ① – 18,1 ②

où

Énergie de référence ① = Énergie moyenne « 3 de 5 pointe » ③ + Ajustement via les heures d'ancrage ④

Dans notre exemple : 22,6 ① = 12,1 ③ + 10,5 ④

où

Énergie moyenne « 3 de 5 pointe » ③ : Somme de la moyenne des valeurs de consommation réelles enregistrées à chaque heure de la plage horaire correspondante aux heures de pointe de la période de

1 *référence, exclusion faite des valeurs de consommation minimales et*  
2 *maximales.*

3 *Ajustement via les heures d’ancrage ④ = Énergie mesurée lors des*  
4 *heures d’ancrage précédant l’événement de pointe critique ⑤ – Énergie*  
5 *moyenne « 3 de 5 ancrage » ⑥.*

6 *Dans notre exemple : 10,5 ④ = 19,9 ⑤ - 9,4 ⑥*

7 *où*

8 *Énergie mesurée lors des heures d’ancrage précédant*  
9 *l’événement de pointe critique ⑤ : énergie consommée durant*  
10 *les heures d’ancrage précédant l’événement de pointe critique.*  
11 *Selon que les heures de pointe ont lieu entre 6 h et 9 h ou entre*  
12 *16 h et 20 h, les heures d’ancrage correspondent, pour la même*  
13 *journée, aux heures comprises respectivement entre 1 h et 4 h ou*  
14 *entre 11 h et 14 h. Le résultat est ajusté en fonction du nombre*  
15 *d’heures de la période de pointe critique.*

16 *Énergie moyenne « 3 de 5 ancrage » ⑥ : Somme de la moyenne*  
17 *des valeurs de consommation réelles enregistrées à chaque*  
18 *heure de la plage horaire correspondante aux heures d’ancrage*  
19 *(entre 1 h et 4 h ou entre 11 h et 14 h) des journées associées à la*  
20 *période de référence, exclusion faite des valeurs de*  
21 *consommation minimales et maximales.*

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0062](#), p. 130;
  - (ii) Pièce [B-0062](#), p. 123;
  - (iii) Pièce [B-0062](#), p. 131;
  - (iv) Pièce [B-0045](#), p. 29;
  - (v) Pièce [B-0045](#), p. 21.

**Préambule :**

(i) « Le calibrage du TPC n’a pas été réalisé pour les clients moyens et segments de la clientèle au tarif D présentés au tableau du préambule (ii) puisque les données de consommation qui y sont associées sont des données bimestrielles de facturation et non des données horaires de consommation. Le Distributeur ne peut donc assurer que le calibrage du TPC est neutre pour ces segments.

Comme mentionné en réponse à la question 44.3, le calibrage du TPC a été réalisé à partir des profils normalisés de consommation horaire provenant d’un échantillon représentatif de la population du Programme d’établissement des profils de consommation (PEPC) et permet d’assurer une neutralité pour l’ensemble de la clientèle du tarif D de même que pour les segments de clients résidentiels fortement, moyennement ou peu influencés par la température pour 100 heures de pointe critique. »



(ii) « L'exercice de calibrage du TPC a été effectué en supposant 100 heures de pointe critique, le maintien d'une structure tarifaire similaire à celle du tarif de base tout au long de l'année et le maintien des prix du tarif de base en période d'été. Il a été réalisé à partir de profils normalisés de consommation horaire provenant d'un échantillon représentatif de la population du Programme d'établissement des profils de consommation (PEPC). Par exemple, pour le tarif DPC, le Distributeur s'est assuré qu'il soit neutre, en moyenne, tant pour l'ensemble des clients que pour les segments de clients résidentiels fortement, moyennement ou peu influencés par la température. » [nous soulignons]

(iii)

**TABLEAU R-46.2 :**  
**CONSOMMATION DES SEGMENTS UTILISÉS POUR LE CALIBRAGE DU TARIF DPC**  
**DU 1<sup>ER</sup> JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 2017**

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Consommation annuelle moyenne (kWh)						
		1 <sup>re</sup> tranche (40 kWh/jour)		2 <sup>e</sup> tranche		Événements de pointe critique <sup>1</sup>		
		Été	Hiver	Été	Hiver	100 heures (hyp. calibrage)	50 heures (scénario Régie)	25 heures (scénario Régie)
Ensemble des clients D	16 010	7 789	4 840	0	3 381	408	211	107
Clients résidentiels D fortement influencés par la température	16 827	7 678	4 840	128	4 181	449	232	119
Clients résidentiels D moyennement influencés par la température	9 378	6 357	3 021	0	0	131	66	30
Clients résidentiels D peu influencés par la température	15 688	9 069	4 840	0	1 779	333	173	88

<sup>1</sup> Les kWh associés aux événements de pointe critique doivent être déduits de la consommation en 2<sup>e</sup> tranche en hiver, à l'exception des clients résidentiels peu influencés par la température pour lesquels ils doivent être déduits de la consommation en 1<sup>re</sup> tranche en hiver.

(iv) « Le calibrage du TPC doit tenter de limiter l'attrait de ce tarif pour les opportunistes, c'est-à-dire les clients qui verraient une baisse de leur facture d'électricité sans qu'ils aient à modifier leur profil de consommation ou qui auraient intérêt à accroître leur consommation hors pointe pour profiter du prix le plus bas sans effacement en période de pointe.

[...]

Par ailleurs, le calibrage du TPC doit assurer globalement la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier, c'est-à-dire que les clients qui ne modifient pas leur consommation lors d'événements de pointe critique ont, en moyenne, la même facture annuelle au tarif régulier et au TPC. Par ricochet, cette neutralité permet au Distributeur de récupérer les mêmes revenus globaux au TPC avant effacement qu'au tarif régulier. » [nous soulignons]

(v) « Le TPC est un tarif distinct du tarif régulier. À ce tarif, un prix élevé est appliqué pendant un maximum de 100 heures critiques en semaine en période d'hiver, sur appel du Distributeur. En contrepartie, un prix plus faible par rapport au tarif régulier est appliqué le reste du temps en période d'hiver. En période d'été, des prix identiques au tarif régulier s'appliquent en tout temps.

À l'instar du CPC, le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment de la rigueur de chaque hiver. Toutefois, contrairement au CPC, si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au TPC s'accroît puisque les prix plus bas s'appliquent alors durant un plus grand nombre d'heures. » [nous soulignons]

**Demandes :**

10.1 Veuillez préciser la taille de l'échantillon représentatif de la population du Programme d'établissement des profils de consommation (PEPC) et expliquer en quoi cet échantillon est représentatif de la clientèle aux tarifs domestiques.

**Réponse :**

1           **Pour cette analyse, le Distributeur avait à sa disposition un échantillon de**  
2           **617 clients résidentiels dont la consommation est fortement, moyennement ou**  
3           **peu influencée par la température facturés au tarif D.**

4           **Afin d'en valider la représentativité, le Distributeur a utilisé des approches**  
5           **reconnues pour ce type d'analyse pour déterminer le degré de précision et**  
6           **l'intervalle de confiance qui lui est associé. Ainsi, pour une marge d'erreur de**  
7           **l'échantillon total de 4,9 %, bien plus précis que la marge de 10 %**  
8           **généralement acceptée, l'intervalle de confiance correspondant est de 95 %,**  
9           **confirmant ainsi la représentativité de cet échantillon.**

10.2 Veuillez préciser si l'échantillon du PEPC inclut un nombre suffisamment grand pour être représentatif de clients consommant environ 11 000 à 11 500 kWh-an ainsi que de clients consommant environ 24 000 kWh-an, ce qui correspond aux niveaux de consommation moyens des 1,3 million de locataires et des 1,5 million de propriétaires TAE maisons-plex. Si oui, veuillez fournir, pour ces deux groupes, les données de consommation du tableau R-46.2 de la référence (iii). Si non, veuillez expliquer la représentativité de l'échantillon PEPC aux fins de la calibration des options tarifaires proposées.

**Réponse :**

10           **Le Distributeur n'est pas en mesure de se prononcer sur cette question**  
11           **puisque l'échantillon du PEPC n'est pas constitué de segments par niveau de**  
12           **consommation annuelle, ni par type de résidences. Au sujet de sa**  
13           **représentativité, voir la réponse à la question 10.1.**

14           **Comme le TPC est un tarif dynamique dont les prix varient en fonction de**  
15           **plages horaires, il est davantage pertinent que son calibrage soit réalisé sur la**  
16           **base de profils horaires influencés par la température, donc avec la présence**  
17           **ou non de chauffage électrique. En effet, c'est le profil horaire de**  
18           **consommation et non le niveau de consommation annuelle qui est utile pour**  
19           **établir une structure tarifaire neutre, avant effacement, puisque c'est ce profil**  
20           **qui déterminera les gains ou les pertes par rapport au tarif régulier.**

21           **Outre le segment « Ensemble des clients », chacun des segments utilisés**  
22           **pour le calibrage regroupe des profils de consommation similaires. Par**

1 exemple, peu importe leur niveau de consommation, les clients fortement  
2 influencés par la température présentent un profil horaire de consommation  
3 similaire. A contrario, un client ayant une consommation de 11 000 kWh par  
4 année peut présenter un profil de consommation fortement influencé par la  
5 température s'il s'agit, par exemple d'un client habitant un logement chauffé à  
6 l'électricité, ou peu influencé par la température, s'il s'agit plutôt d'un client  
7 habitant une petite maison unifamiliale dont la source de chauffage n'est pas  
8 électrique.

- 10.3 Considérant la nature optionnelle du TPC et le risque qu'il attire un certain nombre d'opportunistes, veuillez élaborer sur la nécessité que le calibrage du TPC tienne compte d'un large éventail de profils de consommation, soit de plus petits consommateurs ainsi que de plus grands consommateurs, afin d'assurer la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier pour le plus grand nombre de consommateurs et non seulement pour les clients moyens. Veuillez préciser l'explication du Distributeur souligné à la référence (iv).

**Réponse :**

9 **Le Distributeur considère que le calibrage du TPC tel qu'il est proposé repose**  
10 **sur un éventail pertinent de profils de consommation qui se distinguent selon**  
11 **la sensibilité à la température. Ce calibrage permet de limiter le risque d'attirer**  
12 **certain clients opportunistes, ce que permet également l'utilisation d'une**  
13 **structure tarifaire similaire à celle du tarif régulier et dont les prix sont**  
14 **identiques à ceux du tarif régulier en période d'été. Voir à ce sujet la réponse**  
15 **à la question 10.2. Sans un tel calibrage, le TPC pourrait produire des**  
16 **économies indues, notamment pour la clientèle non chauffée à l'électricité qui**  
17 **consomme généralement moins lors des heures de pointe critique.**

18 **Le Distributeur rappelle que le calibrage du TPC ne peut garantir la neutralité**  
19 **tarifaire pour chacun des clients, ni pour chacun des sous-segments**  
20 **possibles de consommateurs ou de profils de consommation particuliers.**  
21 **Seul le CPC assure au client participant qu'il n'aura jamais une facture**  
22 **supérieure à celle qu'il aurait eue au tarif régulier. Toutefois, bien que le CPC**  
23 **soit sans risque pour le client participant, cette option ne l'est pas pour le**  
24 **reste de la clientèle puisque, contrairement au TPC dont la structure et le**  
25 **calibrage peuvent être utilisés pour l'atténuer, le risque d'opportunisme peut**  
26 **difficilement être limité à l'option CPC.**

- 10.4 *Considérant que le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment de la rigueur de chaque hiver, et que, si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au TPC s'accroît, tel qu'il apparaît au préambule (v), veuillez*

justifier que l'exercice de calibrage du TPC a été effectué en supposant 100 heures de pointe critique, tel que souligné au préambule (ii), soit en utilisant le nombre d'heures maximal.

**Réponse :**

1           **Comme mentionné en réponse à la question 44.2 de la demande de**  
2           **renseignements n° 1 de la Régie (pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]), à la**  
3           **question 8.1 de l'ACEF de Québec (pièce HQD-14, document 2 [B-0066]) et à la**  
4           **question 13.2 de la FCEI (pièce HQD-14, document 6 [B-0072]), le Distributeur**  
5           **tendra à utiliser au maximum le nombre d'heures de pointe critique au TPC**  
6           **par souci d'équité envers le reste de la clientèle.**

10.5 Considérant l'objectif de la neutralité tarifaire tel que souligné au préambule (iv), à savoir que *les clients qui ne modifient pas leur consommation lors d'événements de pointe critique* aient, en moyenne, *la même facture annuelle au tarif régulier et au TPC*, veuillez démontrer qu'en utilisant le nombre de 100 heures de pointe critique afin de calibrer le TPC alors que le nombre d'heures critiques décrété par le Distributeur sera vraisemblablement toujours inférieur à 100 heures et jamais plus de 100 heures, cela n'introduit pas une probabilité de gain potentiel par défaut au TPC, ce qui risquerait d'attirer bon nombre d'opportunistes.

**Réponse :**

7           **Le Distributeur n'adhère pas à l'énoncé de la question selon lequel le nombre**  
8           **d'heures critiques décrété par le Distributeur sera vraisemblablement toujours**  
9           **inférieur à 100 heures. Voir la réponse à la question 10.4.**

10.6 Veuillez élaborer sur la possibilité, les avantages et inconvénients de moduler le nombre d'heures de pointe critique, à 90 heures par exemple, afin de calibrer la neutralité du TPC. Veuillez expliquer et commenter l'impact d'une telle modulation sur la neutralité tarifaire de l'ensemble de la clientèle au tarif D, pour les 3 segments de clientèle présentés au Tableau R-46.2 ainsi que pour les deux groupes de clientèle de la question 10.2.

**Réponse :**

10           **Le Distributeur est d'avis qu'il n'y aurait aucun avantage de calibrer le TPC**  
11           **pour un nombre d'heures inférieur à 100 heures alors que le Distributeur**  
12           **tendra à l'utiliser durant 100 heures. Tout autre nombre d'heures serait**  
13           **arbitraire et ne pourrait permettre un calibrage plus neutre, ni permettre de**  
14           **réduire le risque d'attirer des opportunistes. Voir la réponse à la question 10.3**  
15           **quant aux moyens utilisés par le Distributeur pour limiter l'opportunisme au**  
16           **TPC.**

1            **Le Distributeur rappelle que le calibrage d'un tarif tel que le TPC assure**  
2            **globalement, avant effacement, des revenus équivalents à ceux au tarif**  
3            **régulier pour des segments spécifiques, à des conditions climatiques**  
4            **normales et considérant un nombre fixe d'heures critiques durant les**  
5            **journées d'application. Toute modification apportée à l'une ou l'autre de ces**  
6            **hypothèses pourrait potentiellement affecter le calibrage, donc modifier les**  
7            **prix d'énergie applicables en dehors des heures critiques. Cela dit, dès que**  
8            **les conditions réelles diffèrent des hypothèses utilisées dans le calibrage, il**  
9            **en découle des gains ou des pertes pour la clientèle. C'est la nature même de**  
10           **cette option.**

10.7 Veuillez commenter l'impact d'une calibration de l'option TPC en utilisant un nombre d'heures de pointe critique de 90 heures par exemple, quant au risque que l'option TPC attire des opportunistes plutôt qu'uniquement des clients prêts à modifier leur profil de consommation.

**Réponse :**

11           **Voir la réponse à la question 10.6.**

10.8 Considérant que *le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment de la rigueur de chaque hiver, et que, si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le potentiel d'économies réalisables par les clients au TPC s'accroît*, tel qu'il apparaît au préambule (v), veuillez fournir pour les 4 segments de clientèle présentés au Tableau R-46.2 ainsi que pour les deux groupes de clientèle de la question 10.2, les données de consommation du tableau R-46.2 de la référence (iii) pour l'année (hiver) la plus froide et l'année (hiver) la moins froide des 5 dernières années.

**Réponse :**

12           **L'ensemble du dossier tarifaire du Distributeur est basé sur une année**  
13           **prévisionnelle à conditions climatiques normales. Par souci de rigueur et de**  
14           **cohérence avec le reste du dossier, le Distributeur effectue ses simulations**  
15           **tarifaires pour chacun de ses tarifs, y compris le TPC, en utilisant des**  
16           **données de consommation normalisées.**

17           **Par ailleurs, les simulations tarifaires sur la base de données de**  
18           **consommation normalisées constituent un scénario centré puisque la**  
19           **normalisation des données de consommation permet d'éviter de surestimer**  
20           **ou sous-estimer les impacts du calibrage, comme le feraient des données de**  
21           **consommation influencées par la température. De plus, les profils de**  
22           **consommation peuvent varier indépendamment du fait que certaines années**  
23           **puissent être qualifiées « chaudes » ou « froides » et notamment parce que**

1 ces qualificatifs ne peuvent s'appliquer uniformément à l'ensemble des  
2 heures de l'année. Par exemple, une année froide peut être caractérisée ainsi  
3 à cause de températures froides enregistrées en dehors des plages horaires  
4 visées par la tarification dynamique. Finalement, le Distributeur rappelle que  
5 l'objectif visé par les simulations tarifaires est d'illustrer l'impact de la  
6 structure et des prix proposés, toutes choses égales par ailleurs, c'est-à-dire  
7 d'isoler l'effet-prix.

8 Comme mentionné en réponse à la question 10.6, les conditions réelles  
9 pourraient avoir un impact sur le potentiel de gains ou pertes au TPC. Le  
10 Distributeur est d'avis que le seul moyen efficace pour limiter les économies  
11 indues au TPC ne passe pas par le calibrage à des conditions climatiques  
12 autres que normales mais plutôt par l'utilisation du TPC, bon an, mal an, à la  
13 hauteur du nombre d'heures ayant servi à son calibrage.

10.9 Veuillez comparer et commenter l'effet des variations climatiques sur la neutralité  
tarifaire de l'option TPC pour l'ensemble des clients D et pour chaque segment de  
clientèle à partir des données de l'année 2017 et des années identifiées à la question  
précédente.

Réponse :

14 Voir la réponse à la question 10.8.

10.10 Veuillez élaborer sur l'effet possiblement compensatoire des variations climatiques  
sur la neutralité tarifaire du TPC, d'une part, et sur le coût des approvisionnements,  
d'autre part.

Réponse :

15 Voir la question 10.6 pour la neutralité tarifaire du TPC.

16 Le coût des approvisionnements est susceptible de fluctuer en fonction des  
17 variations climatiques. Ces fluctuations de coût peuvent être d'ampleur très  
18 variable et sont influencées par les conditions observées dans les marchés  
19 voisins. Il est donc très improbable que les fluctuations de coût compensent  
20 parfaitement les écarts de revenus pour l'ensemble de la clientèle. Le TPC  
21 n'est pas différent de l'ensemble des autres tarifs.

- 11. Références :** (i) Pièce [B-0066](#), p. 20 et 21;  
(ii) Pièce [B-0062](#), p. 132.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur acquiert les quantités de puissance requises au bilan pour l'hiver à venir afin de respecter le critère de fiabilité. Lorsque la contribution des options de tarification dynamique aura été évaluée, celles-ci contribueront à l'équilibre des bilans. »

(ii) « Le Distributeur favorise une approche prudente pour assurer le succès de l'application de la tarification dynamique, qui nécessite le recours à des données horaires qui ne sont pas utilisées actuellement aux fins de la facturation, de même que pour optimiser la stratégie d'accompagnement et le support offert aux centres de relation clientèle. À la lumière des résultats obtenus au cours du premier hiver, le Distributeur pourra proposer de poursuivre le déploiement progressif ou d'offrir la tarification dynamique à l'ensemble de la clientèle. »

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez élaborer sur la nature et la méthodologie de suivi des résultats de la tarification dynamique au cours du premier hiver (hiver 2019-2020) et si le Distributeur prévoit des mécanismes pour pouvoir en modifier ou en optimiser les modalités.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur évaluera l'intérêt de la clientèle aux options de tarification**  
2 **dynamique par le taux d'adhésion suivant les invitations, la satisfaction des**  
3 **clients notamment par l'entremise de sondages ciblés et du taux de**  
4 **désistement, et enfin l'effacement de la clientèle lors des heures critiques et**  
5 **son impact sur les besoins en puissance par les données de mesurage.**  
6 **Tant les modalités des options que les stratégies de commercialisation et**  
7 **d'accompagnement de la clientèle pourraient être révisées à la lumière des**  
8 **résultats de ces évaluations à l'issue du premier hiver d'application de la**  
9 **tarification dynamique.**

- 11.2 Veuillez indiquer le processus réglementaire prévu par le Distributeur pour présenter les résultats de la tarification dynamique pour l'hiver 2019-2020 et pouvoir y apporter des modifications éventuelles et décider de la poursuite de son déploiement sans être obligé d'attendre l'hiver 2021-2022, compte-tenu du fait que le dossier tarifaire couvrant l'hiver 2020-2021 aura fait l'objet d'une décision pour les tarifs au 1<sup>er</sup> avril 2020.

**Réponse :**

10 **Toute modification tarifaire, notamment celles au CPC ou au TPC (prix et**  
11 **modalités) doit faire l'objet d'un examen à la Régie.**

1           **Compte tenu du processus réglementaire, des délais nécessaires au suivi et**  
2           **aux analyses ainsi que ceux liés aux développements informatiques requis**  
3           **pour tout changement à la portée du projet, le Distributeur est d'avis que**  
4           **toutes les modifications aux options de tarification dynamique, outre le niveau**  
5           **des prix, ne pourront entrer en vigueur qu'au 1<sup>er</sup> avril 2021 pour une**  
6           **application à l'hiver 2021-2022.**

7           **Toutefois, comme le Distributeur ne demande pas à la Régie d'encadrer**  
8           **spécifiquement le déploiement progressif de la tarification dynamique (voir à**  
9           **cet effet la réponse à la question 15.3 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-14,**  
10           **document 2 [B-0066]), il pourra aviser la Régie dans son dossier tarifaire**  
11           **2021-2022 de sa stratégie de déploiement pour l'hiver 2020-2021.**

12           **Par ailleurs, la commercialisation et la stratégie d'accompagnement**  
13           **pourraient être revues à la lumière des constats tirés de l'analyse de la**  
14           **satisfaction de la clientèle et adaptées dès l'hiver 2020-2021.**

11.3    Veuillez indiquer le processus réglementaire prévu par le Distributeur pour présenter les résultats de la tarification dynamique pour l'hiver 2019-2020 et pouvoir en tirer des conclusions quant à sa stratégie de gestion des approvisionnements en puissance, compte-tenu du fait que le prochain plan d'approvisionnement sera déposé pour le 1<sup>er</sup> novembre 2019.

**Réponse :**

15           **Le Distributeur rappelle qu'il a déjà intégré dans l'*État d'avancement 2018 du***  
16           ***Plan d'approvisionnement 2017-2026*, déposé le 1<sup>er</sup> novembre 2018, une**  
17           **hypothèse concernant la réduction des besoins en puissance associée à la**  
18           **tarification dynamique.**

19           **Comme la tarification dynamique sera appliquée à compter du**  
20           **1<sup>er</sup> décembre 2019, il ne sera pas possible d'intégrer au prochain plan**  
21           **d'approvisionnement, qui sera déposé au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2019, les**  
22           **résultats pour le premier hiver d'application. C'est plutôt dans ses états**  
23           **d'avancement subséquents que seront intégrées des précisions, au fur et à**  
24           **mesure du déploiement de la tarification dynamique.**



- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0045](#), p. 37;
  - (ii) Dossier R-3677-2008, pièce [HQD-12, document 1](#), p. 32 à 36;
  - (iii) Pièce [B-0032](#), p. 6 et 9.

**Préambule :**

(i) « Le terme « redevance d'abonnement » est remplacé par le terme plus transparent pour la clientèle de « frais d'accès au réseau ».

(ii) « La redevance d'abonnement est la composante fixe des tarifs domestiques. Elle couvre partiellement les coûts que le Distributeur encourt pour établir une relation commerciale particulière à chaque abonnement, soit les frais du service à la clientèle (relève des compteurs, facturation, encaissement, recouvrement, subtilisation, réponse téléphonique, plaintes et réclamations, relations avec le milieu) et les frais de mesurage (acquisition, installation et entretien des appareils de mesurage). Ces coûts sont liés avant tout au nombre de clients desservis et sont indépendants de la consommation d'énergie.

[...]

*Principes et orientations*

*L'établissement du niveau de la redevance se fait par l'entremise de deux exercices différents mais complémentaires, soit la répartition des coûts et la stratégie tarifaire.*

[...]

*Les composantes et le niveau des coûts d'abonnement*

*La causalité des coûts guide le Distributeur dans son choix des composantes de coûts à être récupérées par la redevance. Certains coûts sont indépendants de la consommation et sont donc associés à la partie fixe du tarif. Les prix de l'énergie, quant à eux, servent à récupérer les coûts reliés directement à la consommation.*

*Le Distributeur fait également appel au principe d'utilisateur - payeur. Les clients génèrent des coûts avant même d'avoir commencé à consommer et ces coûts devraient être récupérés par la composante fixe des tarifs. S'aventurer dans une voie différente et faire supporter par certains clients les coûts engendrés par d'autres clients, bien que cette solution puisse reposer sur un principe d'équité sociale, n'est pas une solution gagnante à long terme. La redevance doit donc servir à récupérer les coûts spécifiques engendrés par la clientèle qui ne sont pas fonction de leur propre consommation.*

*La stabilisation des revenus*

*Pour les tarifs domestiques, le niveau de la redevance joue un rôle important dans la stabilité des revenus puisque les revenus associés ne sont pas sujets à autant de fluctuations que les revenus liés à la consommation d'énergie.*

*La structure du tarif et le signal de prix*

*Il faut également considérer que la composante redevance fait partie d'un tout et que chacune des composantes du tarif doit être fixée selon les coûts, mais également en fonction d'une vision d'ensemble du tarif et des principes de tarification.*

[...]

*Les coûts d'abonnement*

*Les coûts d'abonnement normalement considérés dans le calcul de la redevance sont ceux que l'on considère dans la répartition des coûts et qui sont indépendants de la consommation d'énergie (voir tableau suivant).*

TABLEAU 18  
COÛTS D'ABONNEMENT UTILISÉS DANS LE CALCUL DE LA REDEVANCE

Coûts considérés	Coûts exclus
<b>Service à la clientèle</b> : relève de compteurs, facturation, encaissement, recouvrement, subtilisation, réponse téléphonique, plaintes et réclamations et relation avec le milieu  <b>Mesurage</b> : acquisition, installation et entretien des appareils de mesurage  <b>Branchement</b>  <b>Réseau minimum</b>	<b>Fourniture</b>  <b>Transport</b>  <b>Distribution</b> <b>Autres</b> (PGEÉ, encaisse, ...)

[...]

*Le tableau suivant présente la composition détaillée des revenus requis qui ne sont reliés ni à la puissance ni à la consommation d'énergie et qui peuvent être pris en considération dans l'établissement de la redevance. Lorsque l'ensemble des revenus requis est considéré, le niveau de coût d'abonnement par jour est de 64,37 ¢. Ce montant est relativement élevé puisqu'il comprend tous les coûts de branchement et du réseau minimum. »*

(iii) Le Distributeur propose d'ajouter la définition suivante de frais d'accès au réseau :

*« frais d'accès au réseau » : un montant fixe à payer par abonnement pour une période déterminée, indépendamment de l'électricité consommée.*

En remplacement de la définition de redevance d'abonnement :

*« redevance d'abonnement » : un montant fixe à payer par abonnement pour une période déterminée, indépendamment de l'électricité consommée.*

**Demandes :**

12.1 Veuillez élaborer sur quoi se base le Distributeur pour affirmer que le terme « *frais d'accès au réseau* » est plus transparent pour la clientèle que le terme « *redevance d'abonnement* », tel qu'affirmé au préambule (i).

**Réponse :**

- 1 **Lors des tests d'utilisabilité des nouveaux modèles de facture d'électricité**
- 2 **réalisés en novembre 2016, il est apparu qu'il y avait de la confusion autour**
- 3 **du terme « redevance d'abonnement ». En effet, la redevance d'abonnement**

1           était méconnue des clients, ce qui alimentait par le fait même un certain  
2           cynisme à son égard. C'est donc dans un souci de clarification de cette  
3           composante tarifaire pour la clientèle que le Distributeur propose de  
4           remplacer « redevance d'abonnement » par « frais d'accès au réseau ».

5           Le Distributeur est d'avis que le terme « frais d'accès au réseau » est plus  
6           transparent puisqu'il permet d'indiquer clairement aux clients que le fait de  
7           pouvoir avoir accès au réseau d'Hydro-Québec pour s'alimenter en électricité  
8           quand bon leur semble a une valeur. En ce sens, il s'agit d'un terme plus  
9           évocateur. De plus, ce terme est en usage dans de nombreuses entreprises de  
10          télécommunications, dont Bell Canada et Vidéotron.

11          Avant que le Distributeur n'arrête son choix sur le terme « frais d'accès au  
12          réseau », d'autres ont été envisagés. Les termes « frais de service », « frais  
13          d'abonnement », « frais de base », « frais fixes » et « frais d'accès » n'ont pas  
14          été retenus, soit parce que le Distributeur leur attribuait déjà un autre sens  
15          (par exemple, en vertu des Conditions de service), soit par manque de  
16          précision (par exemple, l'existence d'autres types de frais fixes).

12.2 Veuillez confirmer que la redevance d'abonnement constitue la composante fixe des tarifs et qu'elle sert à couvrir, en partie, les coûts liés à la composante abonnement, tel qu'énoncé au préambule (ii). Si non, veuillez expliquer.

**Réponse :**

17          La redevance d'abonnement peut être utilisée pour récupérer une partie des  
18          coûts fixes liés à l'abonnement. Toutefois, elle ne joue pas ce rôle dans tous  
19          les tarifs puisque certains ne présentent pas de redevance d'abonnement.

20          Le Distributeur rappelle qu'en matière de stratégie tarifaire, il n'y a pas  
21          nécessairement d'adéquation entre un coût précis, établi à l'aide de la  
22          méthode de répartition des coûts, et une composante spécifique des tarifs.  
23          Les coûts qui ne sont pas récupérés par une composante le seront par une  
24          autre. Les tarifs d'électricité servent à récupérer l'ensemble des revenus  
25          requis, ou coûts moyens, nécessaires à la prestation du service, ni plus, ni  
26          moins.

12.3 Veuillez confirmer que les coûts couverts en partie par la redevance d'abonnement découlent de la répartition des coûts par composante entre les 3 composantes énergie, puissance et abonnement. Si non, veuillez expliquer.

**Réponse :**

27          Voir la réponse à la question 12.2.

12.4 Veuillez expliquer si le Distributeur, à travers le remplacement du terme « *redevance d'abonnement* » par « *frais d'accès au réseau* », entend permettre une modification du rôle de la redevance d'abonnement ou de cette composante fixe des tarifs d'électricité. Si oui, veuillez élaborer.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur réitère qu'il s'agit d'un simple changement d'appellation dans**  
2 **le but de clarifier cette composante pour la clientèle, comme mentionné en**  
3 **réponse à la question 12.1. Ainsi, il n'y a pas d'intention de modification du**  
4 **rôle de la redevance.**

5 **Toutefois, le Distributeur ne peut non plus s'engager quant à l'évolution future**  
6 **de cette composante. Le Distributeur rappelle que toute proposition de**  
7 **modification aux Tarifs doit être proposée à la Régie pour approbation.**

12.5 Veuillez confirmer qu'en remplaçant le titre « *redevance d'abonnement* » par « *frais d'accès au réseau* », la définition proposée au préambule (iii) n'établit aucun lien de causalité entre le frais d'accès au réseau et les coûts liés à l'abonnement, tels qu'établis par la méthodologie de répartition des coûts par composante entre énergie, puissance et abonnement. Si non, veuillez élaborer.

**Réponse :**

8 **Voir la réponse à la question 12.2.**

**13. Références :** (i) Pièce [B-0045](#), p. 41 et 42;  
(ii) Décision [D-2018-025](#), p. 216.

**Préambule :**

(i)

**TABLEAU 13 :**  
**CONSOMMATION ADDITIONNELLE DES CLIENTS BÉNÉFICIAIRE DU TDÉ**

Industrie	Demandes acceptées	TDÉ en vigueur	
		Nombre	MW prévus
Centre de données	10	7	82
Technologie «des chaînes de blocs»	8	5	53
Autres	5	1	182
Total	23	13	317

« Par ailleurs, dans la décision D-2018-025, la Régie a demandé au Distributeur de s'assurer que chacun des projets soumis respecte les conditions d'admissibilité en ce qui a trait à la forte valeur ajoutée à l'économie québécoise.

Pour bénéficier du TDÉ, les clients ont dû démontrer qu'ils respectaient les conditions d'admissibilité et modalités d'adhésion du tarif. À ce jour, comme indiqué au tableau 13, 10

demandes de TDÉ concernant des centres de données ont été acceptées. Pour toutes ces demandes, les clients ont attesté respecter un critère minimal variant de 3 à 3,5 emplois directs par MW à l'exception d'une demande pour laquelle le Distributeur n'a pas exigé de critère minimal d'emplois directs par MW, son analyse ayant été faite en tenant pour acquis que le critère générique adopté en juillet 2017 était respecté.

[...]

En outre, le Distributeur rappelle qu'en vertu des modalités prévues dans les ententes entre le Distributeur et les clients adhérant au TDÉ contenant une exigence en matière d'emplois par MW, des audits seront effectués auprès des entreprises afin de vérifier si les engagements des clients sont respectés. En cas de non-respect de leurs engagements, le Distributeur appliquera les conditions prévues à l'article 6.48 des Tarifs. » [nous soulignons]

(ii) « [856] Considérant que sept des 10 centres de données au TDÉ sont impliqués dans la technologie « blockchain » et considérant que le Distributeur fait face à de très nombreuses demandes de clients potentiels provenant de cette industrie, la Régie invite le Distributeur à s'assurer que chacun des projets soumis respecte les conditions d'admissibilité (art. 6.42 des Tarifs) en ce qui a trait à la forte valeur ajoutée à l'économie québécoise et qu'il en fasse rapport à la Régie lors du suivi du TDÉ. »

#### **Demandes :**

13.1 Considérant que la demande de la Régie dans la décision D-2018-025 visait particulièrement la technologie des chaînes de blocs, veuillez compléter la réponse du Distributeur soulignée au préambule (i) en fournissant un portrait détaillé du respect du critère minimal d'emplois directs par MW concernant les 8 demandes acceptées sous le titre Technologie des chaînes de blocs.

#### **Réponse :**

1           **Comme mentionné à la page 42 de la pièce HQD-13, document 1 révisée**  
2           **(B-0045), trois clients, parmi ceux opérant dans le secteur d'activités relié à la**  
3           **technologie des chaînes de blocs, ont attesté respecter un critère minimal de**  
4           **trois emplois directs par MW. Le Distributeur rappelle que les demandes**  
5           **émanant de ce secteur d'activités ont été traitées au départ comme celles des**  
6           **centres de données, en posant l'hypothèse qu'elles respectaient le critère**  
7           **minimal d'emplois directs par MW comme en faisait état le rapport de KPMG<sup>1</sup>.**  
8           **Ainsi, pour les cinq autres demandes de ce même secteur, aucun critère**  
9           **minimal d'emplois directs par MW n'a été exigé. Voir également la réponse à**  
10           **la question 13.3.**

13.2 Veuillez indiquer si le Distributeur entend déposer une modification au texte des tarifs afin d'exclure, à travers des condition d'admissibilité, les usages cryptographiques appliqués aux chaînes de bloc. Veuillez commenter.

<sup>1</sup> Dossier R-4045-2018, pièce HQD-1, document 2 (B-0005).

Réponse :

1 Dans sa décision D-2018-084 rendue dans le cadre du dossier R-4045-2018, la  
2 Régie a fixé provisoirement, jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue  
3 dans ce dossier (1) les conditions de service pour suspendre le traitement des  
4 demandes des clients pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes  
5 de blocs et (2) le tarif dissuasif proposé par le Distributeur applicable à toute  
6 substitution d'usage à un abonnement existant pour usage cryptographique  
7 appliqué aux chaînes de blocs et à tout accroissement de puissance à un  
8 abonnement existant pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
9 blocs.

10 De plus, suivant la décision que la Régie rendra à l'issue de l'étape 2 du  
11 dossier R-4045-2018 présentement prise en délibérée, le Distributeur  
12 proposera des modalités à intégrer aux Tarifs pour la nouvelle catégorie de  
13 consommateurs visant l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
14 blocs par lesquelles l'accès de ces clients au tarif de développement  
15 économique sera encadré.

16 Compte tenu du processus parallèle indiqué ci-dessus, le Distributeur  
17 n'entend pas déposer, à ce stade-ci, de modifications aux Tarifs afin d'exclure  
18 du TDÉ l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

13.3 Veuillez préciser de quelle direction relève la responsabilité de lancer les *audits qui seront effectués* auprès des entreprises afin de vérifier si les engagements des clients sont respectés, tel que souligné au préambule (i), préciser quels clients seront couverts par ces derniers, de quelle façon et à quelle fréquence ils seront effectués. Veuillez élaborer sur le processus mis en place par le Distributeur.

Réponse :

19 Comme mentionné en audience dans le cadre du dossier R-4045-2018<sup>2</sup>,  
20 l'amorce de vérifications auprès des clients assujettis au TDÉ relève de la  
21 direction Services et ventes – Clientèles d'affaires du Distributeur. Tous les  
22 clients assujettis au TDÉ pourraient être sujets à des vérifications quant à la  
23 conformité de leur attestation en matière d'engagement d'emplois directs par  
24 MW inclus dans leur contrat, qu'importe le secteur d'activités dans lequel ils  
25 opèrent. Ces vérifications sont réalisées de manière ponctuelle selon la  
26 maturité de la charge du client en comparaison avec son engagement de  
27 consommation.

---

<sup>2</sup> Dossier R-4045-2018, notes sténographiques du 31 octobre 2018, pages 275 à 277.

14. **Références :**
- (i) Pièce [B-0068](#), p. 13;
  - (ii) Pièce [B-0062](#), p. 136;
  - (iii) Pièce [B-0062](#), p. 134 et p. 138;
  - (iv) Pièce [B-0062](#), p. 144;
  - (v) Pièce [B-0062](#), p. 140;
  - (vi) Décision [D-2015-018](#), p. 244 et p. 248.

**Préambule :**

(i) « 8.2 Veuillez indiquer le taux qui a été utilisé pour calculer la VAN des MW et la VAN des investissements. Le cas échéant, veuillez expliquer et justifier l'utilisation de taux différents et fournir la documentation pertinente.

Réponse :

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la VAN des flux de MW (flux sans inflation) est différent de celui utilisé pour le calcul de la VAN des flux d'investissements (flux avec inflation).

Pour la VAN des flux de MW sur 10 ans (2009-2018), un taux d'actualisation réel (net d'inflation) de 4,26 % est considéré. Pour le calcul de la VAN des flux d'investissements, le taux d'actualisation nominal (incluant l'inflation) de 6,35 % est utilisé, et ce, sur la même période d'analyse. » [nous soulignons]

(ii) « 48.1 Veuillez fournir une version corrigée du tableau 12 de la référence (ii) en présentant les données avec deux décimales. Veuillez fournir une version Excel fonctionnelle du tableau, incluant les formules et le détail des calculs effectués.

Réponse :

[...]

En ce qui a trait au coût total à la marge, le Distributeur a constaté que l'application du taux réel d'actualisation était erronée et devait être corrigée. Il a donc appliqué la correction dans le présent dossier, soit dans le tableau 12 cité en référence (ii). Compte tenu du fait que cette correction s'applique à toutes les composantes du coût à la marge ainsi qu'au prix cible moyen, celle-ci n'a pas d'impact significatif sur le résultat de la neutralité (colonne « Écart »).

Pour permettre à la Régie de comparer le tableau 12 tel qu'il a été déposé dans le présent dossier (référence ii) avec le tableau 14 déposé dans le dossier tarifaire R-4011-2017 (référence i), le Distributeur dépose le tableau R-48.1-A qui est une version révisée de ce dernier en appliquant la même correction relativement au taux réel d'actualisation. » [nous soulignons]

(iii)

TABLEAU 12 :  
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/kWh)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDÉ	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDÉ	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2019	TDÉ	3,0	0,07	0,2	3,3	0,2	3,5	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2020	TDÉ	3,0	0,13	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2021	TDÉ	3,1	0,14	0,2	3,5	0,2	3,7	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2022	TDÉ	3,1	0,17	0,2	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2023	TDÉ	3,2	0,19	0,25	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,2
2024	TDÉ + transition	3,3	0,23	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,2
2025	TDÉ + transition	3,3	0,26	1,47	5,1	0,2	5,3	(0,5)	4,8	-10,0%	5,3
2026	TDÉ + transition	3,4	0,29	1,50	5,2	0,2	5,4	(0,3)	5,1	-5,0%	5,3
Annuité 2015-2026 5,445%		2,9	0,1	0,4	3,4	0,2	3,6	0,2	3,9	-17,9%	4,7

TABLEAU R-48.1-B :  
MISE À JOUR DE LA SIMULATION DE NEUTRALITÉ DU TDÉ POUR LE TARIF L

Année	Tarif	Coût à la marge						TDE - Tarif L			
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,84	0,16	0,24	3,24	0,18	3,41	0,51	3,92	-20,0%	4,90
2016	TDE	2,88	0,27	0,24	3,39	0,20	3,59	0,35	3,95	-20,0%	4,93
2017	TDE	2,90	0,01	0,23	3,15	0,20	3,35	0,61	3,95	-20,0%	4,94
2018	TDE	2,92	0,01	0,23	3,16	0,20	3,36	0,62	3,98	-20,0%	4,90
2019	TDE	2,96	0,09	0,23	3,28	0,20	3,48	0,45	3,92	-20,0%	4,91
2020	TDE	3,02	0,14	0,24	3,40	0,20	3,60	0,39	3,98	-20,0%	4,98
2021	TDE	3,08	0,14	0,24	3,46	0,20	3,66	0,37	4,04	-20,0%	5,05
2022	TDE	3,14	0,18	0,25	3,56	0,20	3,76	0,29	4,05	-20,0%	5,06
2023	TDE	3,20	0,20	0,25	3,65	0,20	3,85	0,27	4,12	-20,0%	5,15
2024	TDE + transition	3,27	0,24	1,44	4,95	0,20	5,15	(0,71)	4,44	-15,0%	5,22
2025	TDE + transition	3,33	0,26	1,47	5,06	0,20	5,26	(0,50)	4,77	-10,0%	5,30
2026	TDE + transition	3,40	0,29	1,50	5,19	0,20	5,39	(0,32)	5,07	-5,0%	5,34
Annuité 2015-2026 5,445%		2,85	0,15	0,45	3,45	0,18	3,63	0,24	3,87	-17,9%	4,71

Tx nominal Tx réel

(iv) « Comme l'indique le tableau R-48.5, le nombre d'heures d'achats sur les marchés de court terme augmente à partir 2019 de façon substantielle au cours des années, justifiant ainsi de considérer le coût évité d'énergie de 4,1 ¢/kWh, basé sur la moyenne de l'anticipation des prix pour les 4 mois d'hiver. À titre illustratif le Distributeur prévoit effectuer des achats sur les marchés pour 629 heures en 2019, ce qui implique que ces achats s'effectueraient sur une période couvrant au moins 2 mois d'hiver. Le Distributeur mentionne que le signal de coût évité pour la période d'hiver, en ne considérant que les mois de janvier et février, par exemple, ne serait pas sensiblement différent de la moyenne des 4 mois d'hiver, puisqu'il serait de 4,7 ¢/kWh (\$ 2018). »

(v) « 48.3 Pour chacun des tableaux de simulation de la neutralité du TDÉ, veuillez calculer l'annuité couvrant les périodes 2019-2026. Veuillez commenter l'affirmation suivante : la décision de maintenir l'option du TDÉ pour les nouveaux clients doit reposer sur la neutralité du tarif au moment où il est offert, et que cette neutralité doit être calculée pour les années à venir à partir du moment où il est offert.

Réponse :

[...]



Le Distributeur a toujours considéré que l'analyse de la contribution du tarif devait porter sur toute la période de surplus anticipé, soit à compter de 2015, pour les raisons suivantes :

• Le TDÉ vise à inciter des entreprises, oeuvrant souvent à l'international, à s'implanter ou à accroître leur charge au Québec. Or, le délai pour la mise en service des installations peut s'avérer plus ou moins long selon le projet.

• Le fait de calculer la neutralité du TDÉ à compter de l'année 2019, par exemple, réduit la marge de manoeuvre dégagée par le tarif, toutes choses étant égales par ailleurs. Cependant, le Distributeur rappelle que l'objectif fondamental du TDÉ est non seulement de permettre d'écouler les surplus, mais d'attirer au Québec des entreprises dans de nouveaux secteurs d'activité porteurs de développement économique. Au terme de l'application de la réduction tarifaire, ces clients seront assujettis aux tarifs réguliers. Ils auront permis au Distributeur de diversifier sa base de clients, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. »

(vi) « [1026] La Régie doit s'assurer que le tarif proposé permet au Distributeur de couvrir les frais de fourniture d'électricité, les frais découlant du tarif de transport et autres frais, tel que stipulé à l'article 52.1 de la Loi. Autrement dit, la Régie doit s'assurer de la rentabilité de l'offre tarifaire pour le Distributeur et son équité envers les autres clients.

[...]

[1043] En conséquence, la Régie approuve les dispositions tarifaires relatives au tarif de développement économique.

[1044] Afin de s'assurer de façon continue que la clientèle du Distributeur n'est pas pénalisée et que les tarifs offerts couvrent toujours le coût à la marge du Distributeur, incluant les coûts d'énergie en périodes de pointe et les coûts des approvisionnements en puissance, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique. » [nous soulignons]

#### **Demandes :**

14.1 Veuillez expliquer l'utilisation par le Distributeur d'un taux réel d'actualisation, mentionné au préambule (ii), plutôt qu'un taux nominal considérant que l'analyse de rentabilité du TDÉ est effectuée à partir de flux monétaires incluant l'inflation (tarif, coût de l'énergie patrimoniale, etc). Veuillez concilier votre réponse avec celle offerte au préambule (i).

#### **Réponse :**

1           **Tel qu'il a été montré dans le chiffrier Excel fourni en réponse à la**  
2           **question 43.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce**  
3           **HQD-14, document 1.1 (B-0062), les deux taux, réel et nominal, sont utilisés**  
4           **dans la simulation de neutralité du TDÉ.**

5           **Le Distributeur détaille la formule Excel d'une annuité croissante, comme**  
6           **utilisée pour la simulation de neutralité du TDÉ :**

1 **Annuité croissante =**  
2 **(taux réel ; nombre de périodes ; valeur actuelle ; fin de période).**

3 **À l'intérieur de cette formule, le taux d'actualisation nominal est utilisé afin de**  
4 **déterminer la valeur actuelle des flux monétaires de chacune des colonnes.**

5 **En résumé, le taux nominal permet de calculer la valeur actuelle nette (VAN)**  
6 **des données annuelles, ces flux étant exprimés en dollars nominaux. Par la**  
7 **suite, afin d'établir l'annuité croissante (et non constante), le taux réel (sans**  
8 **inflation) est utilisé. Enfin, l'inflation est appliquée pour calculer les données**  
9 **annuelles croissantes.**

14.2 Veuillez fournir une version modifiée du tableau R-48.3-A de la réponse à la référence (v), en utilisant comme coût des achats le signal de coût évité pour les mois de janvier et février de 4,7 ¢/kWh, tel que souligné à la référence (iv). Veuillez fournir une version Excel fonctionnelle du tableau, incluant les formules et le détail des calculs effectués pour l'ensemble des colonnes incluant, pour la colonne des achats, le nombre d'heures d'achats et le coût utilisé pour chacune des années.

Réponse :

10 **Le tableau R-14.2 présente la simulation de neutralité du TDÉ au tarif L en**  
11 **utilisant le signal de coût évité pour les mois de janvier et février de 4,7 ¢/kWh.**

**TABLEAU R-14.2 :**  
**SIMULATION DE NEUTRALITÉ DU TDÉ – DEMANDÉE PAR LA RÉGIE**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,84	0,16	0,24	3,24	0,18	3,41	0,51	3,92	-20,0%	4,90
2016	TDE	2,88	0,27	0,24	3,39	0,20	3,59	0,35	3,95	-20,0%	4,93
2017	TDE	2,90	0,01	0,23	3,15	0,20	3,35	0,61	3,95	-20,0%	4,94
2018	TDE	2,92	0,01	0,23	3,16	0,20	3,36	0,62	3,98	-20,0%	4,90
2019	TDE	2,96	0,13	0,23	3,32	0,20	3,52	0,40	3,92	-20,0%	4,91
2020	TDE	3,02	0,22	0,24	3,48	0,20	3,68	0,31	3,98	-20,0%	4,98
2021	TDE	3,08	0,22	0,24	3,54	0,20	3,74	0,29	4,04	-20,0%	5,05
2022	TDE	3,14	0,27	0,25	3,66	0,20	3,86	0,19	4,05	-20,0%	5,06
2023	TDE	3,20	0,31	0,25	3,76	0,20	3,96	0,16	4,12	-20,0%	5,15
2024	TDE + transition	3,27	0,38	1,45	5,10	0,20	5,30	(0,86)	4,44	-15,0%	5,22
2025	TDE + transition	3,33	0,41	1,48	5,22	0,20	5,42	(0,65)	4,77	-10,0%	5,30
2026	TDE + transition	3,40	0,45	1,51	5,36	0,20	5,56	(0,49)	5,07	-5,0%	5,34
Annuité 2015-2026		2,85	0,21	0,45	3,51	0,18	3,69	0,18	3,87	-17,9%	4,7
5,445% Tx nominal		3,377% Tx réel									

12 **Le détail des formules et des calculs effectués pour l'ensemble des colonnes,**  
13 **incluant le nombre d'heures d'achats (colonne achats) ainsi que le coût utilisé**

1            **pour chacune des années, se retrouvent dans le fichier Excel**  
2            **HQD-14-1.3\_R-14.2.xlsx.**

14.3    Considérant que, comme l'indique le Distributeur au préambule (v), les délais pour la mise en service des installations d'un client peuvent s'avérer plus ou moins longs selon le projet, veuillez confirmer si, au moment de l'acceptation d'un client au TDÉ au cours de l'année 2019, le fait de calculer la simulation de la rentabilité du TDÉ pour les années 2019 à 2026, alors que la consommation du client accepté au TDÉ en 2019 pourrait ne débuter qu'en 2020 ou plus tard, la rentabilité réelle de ce client pourrait être moindre que celle estimée par la simulation. Si non, veuillez expliquer.

**Réponse :**

3            **L'analyse économique, dont la simulation de neutralité du TDÉ, est un outil**  
4            **d'aide à la décision qui permet, au moment du dépôt de chaque dossier**  
5            **tarifaire, de se positionner quant à la poursuite ou non du tarif au meilleur de**  
6            **la connaissance du Distributeur. Sur une base prévisionnelle, il n'est pas**  
7            **possible de connaître a priori quelles seront les caractéristiques spécifiques,**  
8            **dont les délais de mise en service, des clients qui pourraient être admissibles**  
9            **à la réduction tarifaire pour l'année à venir.**

14.4    Veuillez confirmer si, dans la logique de la réponse du Distributeur au préambule (v) et dans l'hypothèse où toutes les variables du tableau R-48.3-B demeuraient inchangées, il serait approprié d'octroyer le TDÉ à de nouveaux clients en 2023, dans l'hypothèse où *l'analyse de la contribution du tarif devait porter sur toute la période de surplus anticipé, soit à compter de 2015*. Si non, veuillez expliquer.

**Réponse :**

10           **Puisqu'un des objectifs fondamentaux du TDÉ consiste à diversifier la base**  
11           **de la clientèle du Distributeur en attirant de nouveaux joueurs porteurs de**  
12           **développement économique, le Distributeur considère qu'il demeurerait**  
13           **pertinent d'offrir le TDÉ à de nouveaux clients en 2023, s'ils adhéraient en**  
14           **2019 au tarif. Sachant que dès 2024, la réduction offerte devient dégressive**  
15           **(de 15 % à 5 % en 2026), il est probable que la valeur de la réduction s'avère**  
16           **peu attrayante pour attirer de nouveaux clients.**

17           **Considérant que l'ensemble des analyses de sensibilité demandées par la**  
18           **Régie dans le présent dossier démontrent que le TDÉ demeure rentable pour**  
19           **la clientèle sur la période 2019-2026, le Distributeur considère que le tarif**  
20           **devrait être reconduit pour 2019.**

21           **Lors de la préparation du prochain dossier tarifaire, à la lumière de la mise à**  
22           **jour du contexte énergétique, le Distributeur évaluera s'il demeure pertinent**

1 de proposer la poursuite du TDÉ, en considérant notamment une simulation  
2 de neutralité tarifaire sur l'horizon 2020-2027.

14.5 Veuillez expliquer comment l'octroi du TDÉ à de nouveaux clients, selon l'approche proposée à la réponse du préambule (v), respecte le fait que la Régie doit s'assurer de la rentabilité de l'offre tarifaire pour le Distributeur et son équité envers les autres clients, tel que souligné à la référence (vi), et que le but du suivi est de s'assurer de façon continue que la clientèle du Distributeur n'est pas pénalisée et que les tarifs offerts couvrent toujours le coût à la marge du Distributeur, tel que souligné à la même référence (vi).

Réponse :

3 Voir la réponse à la question 14.4. Le Distributeur rappelle que la grande  
4 majorité des clients actuellement au TDÉ sont au tarif LG, pour lequel les  
5 analyses démontrent une rentabilité importante, au bénéfice de l'ensemble de  
6 la clientèle.

15. Référence : Pièce B-0045, p. 43.

Préambule :

TABLEAU 14 :  
CARACTÉRISTIQUES DES BORNES DE RECHARGE RAPIDES AU TARIF BR

	Moyenne
PMA (kW)	52
Consommation mensuelle (kWh)	780
Facteur d'utilisation mensuel	5%
Nombre de recharges mensuelles/borne	67
kWh par recharge	12
Durée de recharge (minutes)	22

Demande :

15.1 Le tableau en référence indique un facteur d'utilisation mensuel de 5 %. Veuillez expliquer comment ce facteur de 5 % a été établi, considérant que la consommation mensuelle de 780 kWh, divisé par 720 heures donne une puissance moyenne de 1,1 kW, ce qui représente, sur une pointe de 52 kW un facteur d'utilisation de 2,1 %.

Réponse :

7 Le facteur d'utilisation de 5 % est établi à partir des données de référence de  
8 2017 du tarif BR pour lesquelles la consommation mensuelle moyenne par  
9 abonnement est de l'ordre de 1 880 kWh.

1            La consommation mensuelle moyenne de 780 kWh par borne, de même que  
2            toutes les informations relatives à la recharge (nombre, kWh/recharge et  
3            durée), sont issues des données enregistrées à la borne fournies au  
4            Distributeur par le responsable de l'abonnement. Le tableau R-15.1 présente  
5            les caractéristiques des bornes de recharge rapide au tarif BR.

**TABLEAU R-15.1 :  
CARACTÉRISTIQUES DES BORNES DE RECHARGE RAPIDE AU TARIF BR**

	Moyenne
PMA (kW)	52
Consommation mensuelle par abonnement (kWh)	1 880
Facteur d'utilisation	5 %
Consommation mensuelle par borne (kWh)	780
Nombre de recharges mensuelles par borne	67
kWh par recharge	12
Durée de recharge (minutes)	22

### RÉPARTITION DES COÛTS

16. **Références :** (i) Pièce [B-0045](#), p. 63;  
(ii) Pièce [B-0024](#), p. 14.

#### Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau B-1, la répartition du coût de service par catégories de consommateurs.
- (ii) Le Distributeur présente au tableau 8, le rendement à remettre à la clientèle.

**TABLEAU 8 :**  
**ÉVOLUTION DU COMPTE D'ÉCARTS – RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE (M\$)**

	2017	Impact revenus requis
Opérations en 2017		
Écart de l'année	(18,2)	
<b>Solde au 31 décembre 2017<sup>1</sup></b>	<b>(18,2)</b>	
Opérations en 2018		
Écart de l'année		
Intérêts	(0,4)	
<b>Solde au 31 décembre 2018</b>	<b>(18,6)</b>	
Opérations en 2019		
Intérêts		
Solde 2017 versé aux revenus requis	18,6	(18,6)
<b>Solde au 31 décembre 2019</b>	<b>-</b>	<b>(18,6)</b>

<sup>1</sup> Rapport annuel 2017, HQD-2, document 3 (B-0007), page 4.

**Demande :**

16.1 Veuillez fournir la répartition de l'excédent de rendement de -18,6 M\$ à remettre à la clientèle, par catégories de consommateur. Veuillez indiquer la clé de répartition et faire le lien avec le tableau B-1 de la référence (i).

**Réponse :**

1 L'écart de rendement de 18,6 M\$ à remettre à la clientèle a été réparti par  
2 catégories de consommateurs en utilisant les proportions résultant de la  
3 méthode détaillée de répartition du coût de service appliquées aux coûts  
4 autorisés de 2018 et les facteurs de répartition associés à chaque fonction  
5 des revenus requis pour la distribution et le service à la clientèle<sup>3</sup>. Ainsi, les  
6 montants des écarts de rendement par catégories de consommateurs ne font  
7 pas l'objet d'une attribution directe et les résultats qui en découlent  
8 demeurent illustratifs.

9 Considérant les éléments mentionnés ci-dessus, le Distributeur présente, au  
10 tableau R-16.1, une répartition des écarts de rendement de 18,6 M\$ par  
11 catégories de consommateurs. Ces montants sont inclus dans le total du coût  
12 de service présenté à la colonne (7) du tableau B-1 de la pièce HQD-13,  
13 document 1 révisée (B-0045).

<sup>3</sup> Voir la pièce HQD-13, document 1 révisée (B-0045), pages 61 et 62.

**TABLEAU R-16.1 :**  
**RÉPARTITION DU COMPTE D'ÉCART – RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE (M\$)**  
**ANNÉE TÉMOIN 2019**

Catégorie de consommateurs	Compte d'écart - rendement à remettre à la clientèle
<b>Domestiques</b>	
Tarifs D et DM	(12,7)
Tarif DP	(0,1)
Tarif DT	(0,4)
<b>Total</b>	<b>(13,2)</b>
<b>Généraux</b>	
Tarifs G et à forfait	(2,1)
Tarifs d'éclairage public et sent.	(0,1)
Tarif M	(2,5)
Tarif G9	(0,1)
Tarif LG	(0,2)
Tarif H	(0,0)
<b>Total</b>	<b>(5,0)</b>
<b>Grands clients industriels</b>	
Tarif L	(0,4)
Contrats spéciaux	(0,0)
<b>Total</b>	<b>(0,4)</b>
<b>Total</b>	<b>(18,6)</b>

**PROPOSITIONS LIÉES À L'IMPLANTATION DU MRI**

- 17. Références :** (i) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 8 à 18;  
(ii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 19 et 20.

**Préambule :**

(i) Pacific Economics Group Reseach (PEG) énonce le sommaire de ses recommandations relatives à la liaison des indicateurs de performance au MTÉR de la façon suivante :

« We recommend the following revisions to HQD's proposed service quality mechanism.

- *The weights on safety, power supply, and customer service should each be reduced to 10%. These weights should be transferred to the reliability metrics. The weight on the reliability metrics would then be 50%.*
- *A reliability metric should be added which addresses service in more rural areas. First call resolution rate should be added as a customer service metric.*
- *The targets for the customer service metrics should be a three year rather than a five year average of their recent historical values.*
- *There are ways to avoid a dead band in the penalization for declining quality which are fair to HQD. For example, the Company can be subject to a revenue penalty only at the end of the plan and in the event that there is an average decline in IMQ scores on balance over the four years of the MRI term. Improvements in quality in some areas would be allowed to offset quality declines in other areas. However, HQD would receive no reward for a rise in the IMQ.*
- *The Régie should reconsider its decision to penalize HQD for poor quality only when the Company has surplus earnings. In principle, it can approve a supplemental revenue adjustment that doesn't conflict with its decision to link the MTÉR to service quality. Here is an example.*
  - *Declining service quality will reduce allowed revenue formulaically. For example, the decline in revenue for a 100 basis point decline in quality can be the same as the decline in HQD's proposal from an IMQ of -2 assuming 100 basis points of excess earnings. To guard against excessive penalties, it is reasonable to place a cap (e.g., 3% of allowed revenue) on these penalties.*
  - *If the indicated revenue reduction for declining quality is less than HQD's share of surplus earnings under the existing MTÉR formula, the Company's share will be reduced by this amount.*
  - *If the indicated revenue reduction for declining quality exceeds the Company's share of surplus earnings, HQD will retain no surplus earnings. Allowed revenue will be further reduced by the amount necessary to achieve the indicated revenue reduction. »*

(ii) Les recommandations de Pacific Economics Group Research (PEG) concernant la clause de sortie sont :

*« PEG recommends a clause de sortie similar to that approved in Alberta wherein action is triggered when the pre-MTÉR ROE varies from its target in either direction by 400 basis points in one year or 300 basis points for two consecutive years. The Régie should then review the plan and consider whether to continue with the plan, revise it, or return to cost of service regulation. A year of cost of service regulation should not be automatic. »*

**Demandes :**

- 17.1 En vous référant à (i), veuillez commenter chacune des recommandations de PEG relatives à la liaison des indicateurs de performance au MTÉR. Veuillez expliquer, au besoin, à l'aide de données chiffrées.



**Réponse :****Pondération des indicateurs**

PEG appuie sa recommandation sur les résultats de son analyse de mécanismes relatifs à la qualité du service de six entreprises américaines. Outre la mention du fait qu'une seule de ces entreprises combine ses indicateurs de qualité de service à un mécanisme de réglementation incitative, aucune information n'est donnée quant à la façon dont la situation de ces entreprises se compare ou se différencie de celle du Distributeur, tant au plan réglementaire qu'opérationnel. Il apparaît donc difficile au Distributeur de tirer des conclusions valables le concernant à partir de cet exercice. Cela étant, il souhaite néanmoins faire état des commentaires suivants.

Le Distributeur note que les pourcentages relatifs au champ d'intervention désigné « Fiabilité » indiqués au tableau 1 (référence (i)) sont peu comparables à celui que propose le Distributeur. En effet, la grille produite par PEG ne comporte, dans cinq cas sur six, que deux champs d'intervention, dont celui de la fiabilité, ce qui confère bien évidemment à ce dernier un poids important, en lien avec la recommandation de PEG de lui accorder un poids de 50 %.

Or, le Distributeur rappelle qu'il devait choisir des indicateurs dans chacun des cinq champs d'intervention déjà suivis auprès de la Régie dans le cadre de ses dossiers tarifaires et rapports annuels, et cela à la demande de celle-ci. Quant à la pondération de ces cinq champs d'intervention, le Distributeur réfère à sa réponse à la question 16.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie (pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]), dans laquelle il explique ne pas avoir cherché à prioriser un ou des champs d'intervention au détriment des autres, ou en fonction de l'importance relative de chacun puisque, selon lui, le maintien de la qualité du service doit se vérifier, et cela de manière globale, en considérant l'ensemble des champs d'intervention.

Finalement, le Distributeur souligne que les indicateurs de fiabilité du service électrique demeurent très dépendants de la variabilité climatique, et ce, malgré le retrait des journées d'événements majeurs. Mettre trop d'emphasis sur ces indicateurs revient à accorder un poids important au nombre, à l'envergure et à l'intensité des événements météorologiques dans l'évaluation de la performance du Distributeur.

**Choix des indicateurs**

Le Distributeur a déjà motivé le choix de ses indicateurs. Notamment, et comme indiqué à la réponse à la question 9.3 de la demande de renseignements n° 1 d'OC (pièce HQD-14, document 8.1 [B-0074]), le Distributeur n'a pas retenu le *Taux de résolution au 1<sup>er</sup> appel* puisque ce dernier, déterminé sur la base d'un sondage, se reflète déjà implicitement

1 dans les indices de satisfaction de la clientèle. Le Distributeur ne juge pas  
2 non plus pertinent de définir un indicateur de fiabilité spécifiquement pour les  
3 zones rurales pour les mêmes raisons que celles déjà invoquées à la réponse  
4 à la question 2.7 de la demande de renseignements n° 1 de PEG (pièce  
5 HQD-14, document 4.2 [B-0069]). Par ailleurs, l'architecture du réseau de  
6 distribution et les systèmes d'information ne sont pas conçus pour faire une  
7 distinction entre les zones rurales et urbaines.

### 8 Cibles

9 Le Distributeur a déjà expliqué à la Régie, en réponse à la question 17.2 de sa  
10 demande de renseignements n° 1 (pièce HQD-14, document 1.1 [B-0062]) et  
11 aux questions 10.3 et 10.4 de sa demande de renseignements n° 2 (pièce  
12 HQD-14, document 1.2 [B-0094]), les raisons motivant le choix de retenir un  
13 historique plus long (soit une cible basée sur la moyenne cinq ans) que sur  
14 les deux seules années 2016 et 2017 pour les deux indicateurs de *Délai moyen*  
15 *de réponse téléphonique*.

### 16 Absence de bande-morte

17 La zone de performance acceptable que le Distributeur a proposée, et à  
18 laquelle l'expert fait référence sous le nom de *dead band*, est en lien avec la  
19 cible qui est basée sur une moyenne historique de cinq ans. Comme des  
20 résultats de part et d'autre des moyennes de chaque indicateur témoignent  
21 d'une qualité de service adéquate, le maintien de la qualité du service se  
22 vérifie alors par le maintien global des indicateurs à l'intérieur d'une zone de  
23 performance acceptable. L'intervenant suggère donc, à tort, que la zone de  
24 performance acceptable a pour fonction de permettre une baisse des valeurs  
25 des indicateurs jusqu'à un écart type, avant d'encourir une pénalité sur la part  
26 des écarts de rendement.

27 Le rejet de la zone de performance acceptable nécessiterait donc une  
28 réévaluation des cibles et des valeurs seuils de l'IMQ. Toutefois, le  
29 Distributeur est d'avis que la réévaluation de ces derniers doit découler d'une  
30 analyse historique objective.

### 31 Proposition de PEG pour un *Alternative service quality incentive mechanism*

32 Le Distributeur rappelle tout d'abord que le mécanisme de liaison des  
33 indicateurs de qualité du service constitue l'une des deux dernières  
34 caractéristiques à finaliser pour la mise en place de son MRI. Au fil de ses  
35 décisions à ce sujet, la Régie a donné des indications claires quant à l'objectif  
36 et au cadre d'opérationnalisation de cette caractéristique. En particulier, dans  
37 sa décision D-2017-043 (paragraphe 416 et 417), la Régie a précisé que les  
38 indicateurs de qualité du service deviendront une condition préalable au  
39 partage des excédents de rendement :

1 [416] L'établissement d'un MRI a pour but d'inciter le Distributeur à une  
2 plus grande efficacité sans toutefois porter atteinte à la qualité du  
3 service. À cet égard, la Régie s'exprimait ainsi dans sa décision  
4 D-2014-034 :

5 *[398] Bien que l'inclusion d'indicateurs de performance dans un MTÉR*  
6 *demeure une exception dans l'industrie selon la preuve déposée par les*  
7 *Demandeurs, la Régie souligne que sous sa juridiction, le partage des*  
8 *écarts de rendement (trop-perçus) en fin d'année est lié à l'atteinte d'un*  
9 *pourcentage global de réalisation de qualité de service pour Gaz Métro*  
10 *et pour Gazifère.*

11 *[399] La Régie veut s'assurer que le trop-perçu n'est pas réalisé au*  
12 *détriment de la sécurité du réseau ou du service à la clientèle.*

13 *[...]*

14 *[401] Pour ces motifs, la Régie demande au Transporteur et au*  
15 *Distributeur de présenter, lors d'un prochain dossier tarifaire, une*  
16 *proposition sur les indicateurs de performance liés au MTÉR »<sup>261</sup>.*

17 [417] Par ailleurs, la Régie souligne que les indicateurs de qualité de  
18 service deviendront une condition préalable au partage des excédents  
19 de rendement. Cette condition préalable permettra de moduler le partage  
20 des excédents, ce qui renforcera ainsi l'incitatif financier pour le  
21 Distributeur de maintenir, ou d'améliorer, la qualité de service pour ses  
22 clients.

23 (nous soulignons)

24 Ces extraits expriment clairement qu'il s'agit de lier les indicateurs de qualité  
25 du service au partage des écarts de rendement, et qui plus est, au partage des  
26 écarts favorables.

27 Le Distributeur est d'avis que le mécanisme proposé par PEG constituerait de  
28 fait une nouvelle caractéristique, ne correspondant ni à la réflexion ni aux  
29 débats qui ont été conduits jusqu'alors et ayant mené à l'élaboration du MRI  
30 du Distributeur, qui en est, à l'année 2019-2020, à sa deuxième année  
31 d'application sur quatre. Un tel changement d'orientation, à ce stade-ci, serait  
32 inapproprié. De plus, ce mécanisme, consistant à instaurer un régime de  
33 pénalités indépendant du MTÉR et non limité au partage des écarts  
34 favorables, aurait pour effet d'accroître de façon injustifiée le risque d'affaires  
35 du Distributeur.

36 Pour ce qui a trait à la mécanique du mécanisme proposé par PEG, le  
37 Distributeur la considère imprécise et infondée. D'une part, le point de départ  
38 de ce mécanisme, soit l'évaluation en « points de base » de la réduction de la  
39 performance de qualité du service n'est pas documentée. Aucune explication

1 n'est donnée quant à la transformation requise des résultats des indicateurs  
2 pour en arriver à les exprimer sur une telle base. D'autre part, le Distributeur  
3 ne saisit pas davantage la façon dont PEG propose de lier la réduction de  
4 qualité de service aux « 100 points de base d'écart favorable ».

5 À ce dernier égard, sans présumer de l'intention de PEG, et sur la base de sa  
6 compréhension de la façon dont la pénalité serait calculée en cas d'une  
7 réduction de 1 % du score global de la qualité du service, le Distributeur note  
8 qu'il lui faudrait réaliser un écart favorable global d'au moins 300 points de  
9 base pour faire en sorte que les revenus requis calculés sur la base du MRI en  
10 vigueur ne soient pas diminués. Cela lui apparaît injustifié et indûment punitif.

**Complément de Concentric :**

11 **Reliability metric**

12 Broad-based reliability metrics that capture trends affecting the entire network  
13 are appropriate metrics for SQI purposes when there are financial penalties or  
14 rewards. Electric utilities typically track reliability issues by circuit as one  
15 consideration when directing capital and maintenance expenditures.  
16 Geographically targeted metrics that have a financial impact may distort  
17 decisions to direct capital and maintenance by focusing management on a  
18 metric rather than taking a more comprehensive approach.

19 **Customer service metric**

20 First call resolution is a worthwhile aspiration for a Customer Service  
21 department and should be measured for management purposes, along with  
22 categorization of the purpose of the customer call. However, it is a  
23 particularly flawed metric for financial penalty or reward purposes because  
24 certain events or requests merit further investigation. The goal is to address  
25 customer concerns efficiently.

26 **Dead band**

27 The dead band is appropriate to reflect “noise” in performance metrics from  
28 year to year. An annual SQI seems more likely to drive year-to-year  
29 performance than waiting until the end of the plan.

30 **PEG's alternative service quality incentive mechanism proposal**

31 This particular PEG proposal does not incorporate any potential for HQD to be  
32 rewarded for improvements in the quality of service, adding a one-sided SQI  
33 penalty structure to an asymmetric MTÉR. It would not be appropriate to  
34 restrict any reconsideration of the linkage between the MTÉR and service  
35 quality as proposed by PEG.

1 **Moreover, as noted in Concentric’s response to PEG Question 1.1 (in HQD-14,**  
2 **Document 4.2 [B-0069]), HQD has sufficient motivation to maintain and**  
3 **improve service quality, without any financial penalty.**

17.2 En vous référant à (ii), veuillez commenter la recommandation de PEG concernant la clause de sortie. Veuillez expliquer, au besoin, à l’aide de données chiffrées.

**Réponse de Concentric :**

4 **The purpose of the exit clause is to address earnings risk that results either**  
5 **from the design or application of the MRI. An exit clause recognizes that, for**  
6 **whatever reason, the MRI is yielding unacceptable financial outcome either for**  
7 **customers or shareholders. It does not imply that a new MRI will not be**  
8 **implemented at some future date that resolves the issues. It does recognize**  
9 **that such an inquiry will benefit from examination by all stakeholders in order**  
10 **to identify and address the root causes. The most appropriate and efficient**  
11 **method for establishing revenue requirements during the intervening period is**  
12 **a return to cost of service regulation. As explained in our response to PEG**  
13 **Question 3.1 (in HQD-14, Document 4.2 [B-0069]), since the exit clause will not**  
14 **be triggered until financial results are reported in May of the following year,**  
15 **there will be need for the Régie to determine further adjustments to revenue**  
16 **requirements during the termination year.**

17 **As to whether the exit clause should be based on pre- or post- MTÉR**  
18 **earnings, Concentric proposed post-MTÉR earnings test to correspond to the**  
19 **fundamental purpose of the exit clause to protect against unacceptable**  
20 **financial outcomes. HQD’s and customers’ share of over earnings are post-**  
21 **MTÉR.**

22 **Concentric agrees with PEG that the exit clause should be symmetric, thus**  
23 **providing equivalent protection to customers and shareholders. Concentric**  
24 **did not recommend a second, two-year trigger option because it would have**  
25 **little practical effect in a four-year MRI, with the initial year revenue**  
26 **requirements established based on a forecast of the cost-of-service.**

27 **Furthermore, PEG bases its proposal on the exit clause on that approved in**  
28 **Alberta’s generic PBR but fails to acknowledge that Alberta does not have an**  
29 **MTÉR. Thus, PEG’s exit ramp proposal is asymmetric. In fact, Concentric**  
30 **observes that PEG’s proposed 400 basis point threshold represents a 267%**  
31 **increase in HQD’s downside risk, while simultaneously reducing its upside**  
32 **earnings opportunity.**

33 **Finally, Concentric recommended a ±150 basis point threshold on a post-**  
34 **MTÉR basis because a 150 basis point earnings shortfall would be**  
35 **extraordinary from a historical perspective and is large relative to HQD’s**

1 authorized 8.2% ROE, creating unacceptable financial outcome for its  
2 shareholder. The 400 basis point threshold recommended by PEG is likely to  
3 harm both customers and shareholders.

### INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

18. Référence : Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 25.

#### Préambule :

« Il est indiqué au tableau ci-dessus, dans la colonne « dossier actuel », que le montant de l'investissement de 49,1 M\$ pour des travaux relatifs au rétablissement du service à la suite d'une panne est basé sur la moyenne normalisée des trois dernières années.

Le tableau ci-dessous présente le montant demandé pour ces investissements dans les derniers dossiers tarifaires. Les valeurs en dollars courants ont été obtenues en utilisant l'indice des prix à la consommation du Canada.

**Tableau AQCIE-CIFQ - 3**  
Investissements pour les travaux relatifs au rétablissement à la suite de pannes

	M\$ constant	M\$ courant
R-3933-2015, B-0038, page 11	40,4	42,5
R-3980-2016, B-0039, page 10	44,1	45,7
R-4011-2017, B-0037, page 10	47,6	48,6
<b>Moyenne:</b>	<b>44,0</b>	<b>45,6</b>
R-4057-2018, B-0022, page 10	49,1	

On peut constater que la moyenne des trois dernières années est de 45,6 M\$ en dollars courants, soit 3,5 M\$ de moins que le budget demandé. »

#### Demande :

18.1 Veuillez commenter le constat d'AQCIE-CIFQ quand à la moyenne des trois dernières années des investissements pour les travaux relatifs au rétablissement à la suite des pannes. Veuillez expliquer.

#### Réponse :

4 **Le Distributeur constate que l'AQCIE-CIFQ présente une moyenne calculée à**  
5 **partir des montants d'investissement demandés dans le cadre des derniers**  
6 **dossiers tarifaires. La prévision du Distributeur est plutôt basée sur une**  
7 **moyenne normalisée des coûts réels des trois dernières années. Par**  
8 **conséquent, la moyenne de l'AQCIE-CIFQ n'est pas comparable à la prévision**  
9 **du Distributeur.**