

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

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

² 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.

- 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^e 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.
- 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.
- 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)).
- 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.
- 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)).
- 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.

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.
- 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).

- 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.
- 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.
- 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.

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 : Approvisionnements 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^{er} 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.

- 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)).
- 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)).
- 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.
- 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.

GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE (GDP)

- 4. Références :**
- (i) Suivi de l'entente globale cadre du 1^{er} 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^{er} octobre 2018 par le Distributeur en référence (i) et les données en référence (ii), permettent de corréliser 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.
- 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.
- 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.
- Veuillez 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.
- 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.
- 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)*.

- 4.6 Veuillez ajouter à ce tableau les jours de la semaine correspondant aux dates.
- 4.7 Veuillez fournir la demande horaire qu'aurait eu à combler le Distributeur sans l'ensemble de ces moyens de GDP.

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.
- 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.
- 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.

STRATÉGIE TARIFAIRE

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

Préambule :

Les dates figurant au fichier Excel déposé le 1^{er} 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^{ième} 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.

- 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			
Hiver	2 900	2 900	2 900
Heures critiques	Maximum de 100	Maximum de 100	600
Heures hors pointe	Minimum de 2 800	Minimum de 2 800	2 300
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 ¹	5	5
Période d'été	7	7	7
Avis d'événement de pointe critique	Oui	Oui	Non

¹ 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.
- 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.
- 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.

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.
- 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.
- 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.*
- 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.

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.

- 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^{ER} JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 2017

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Consommation annuelle moyenne (kWh)						
		1 ^{re} tranche (40 kWh/jour)		2 ^e tranche		Événements de pointe critique ¹		
		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

¹ Les kWh associés aux événements de pointe critique doivent être déduits de la consommation en 2^e 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^{re} 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.
- 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.
- 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).
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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^{er} avril 2020.

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^{er} novembre 2019.

- 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
Service à la clientèle : relève de compteurs, facturation, encaissement, recouvrement, subtilisation, réponse téléphonique, plaintes et réclamations et relation avec le milieu	Fourniture
Mesurage : acquisition, installation et entretien des appareils de mesurage	Transport
Branchement	Distribution
Réseau minimum	Autres (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).
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.

- 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'effectueront 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).
- 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.
- 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.
- 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 demeureraient 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.
- 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).

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 %.

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)	
Solde au 31 décembre 2017¹	(18,2)	
Opérations en 2018		
Écart de l'année		
Intérêts	(0,4)	
Solde au 31 décembre 2018	(18,6)	
Opérations en 2019		
Intérêts		
Solde 2017 versé aux revenus requis	18,6	(18,6)
Solde au 31 décembre 2019	-	(18,6)

¹ 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).

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 Research (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.
- 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.

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
Moyenne:	44,0	45,6
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.