

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 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**

---

**SUIVI DE LA STRATÉGIE VISANT À SOUTENIR  
LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 23;
  - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 23;
  - (iii) Pièce [B-0006](#), p. 24.

**Préambule :**

(i) « En suivi de la décision D-2018-025, le Distributeur confirme la mise en place de l'entente plus généreuse en 2018. Plus particulièrement, l'entente personnalisée Solution B Plus est offerte depuis le 3 avril 2018 au client dont le revenu est de 50 % ou moins du seuil de faible revenu pour qui cette entente est plus avantageuse que la Solution B. Le versement mensuel est basé sur 5 % de son revenu brut mensuel. Au 30 juin 2018, 1 738 ententes personnalisées Solution B Plus ont été conclues ». [nous soulignons]

(ii) « Le bilan du projet pilote, qui s'est déroulé sur une période de 14 mois, montre des résultats moins intéressants pour le groupe test que pour le groupe témoin tant sur l'aspect du taux d'encaissement que sur l'objectif d'encourager le client à se rendre au terme de l'entente. L'écart entre le groupe témoin et le groupe test n'est pas jugé statistiquement significatif pour la proportion des sommes attendues et payées. Toutefois, sur la base de la proportion des ententes rendues à terme, le Distributeur conclut que l'effacement graduel de la dette ne favorise pas le paiement régulier du versement de l'entente ». [nous soulignons]

(iii) « L'analyse de dossiers est dorénavant automatisée pour concentrer les efforts du représentant sur l'accompagnement du client. Le nouvel outil base le choix de l'entente sur le niveau de revenu du ménage : plus le revenu est bas, plus l'entente est généreuse. À terme, cela résultera en une augmentation du nombre d'ententes personnalisées et en une diminution du recours à l'entente sans frais d'administration, moins performante, facilitant ainsi le paiement régulier du versement attendu ». [nous soulignons]

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez fournir le nombre des clients que le Distributeur estime admissibles à l'entente personnalisée Solution B Plus. Veuillez également préciser la période sur laquelle s'échelonne cette entente.
- 1.2 Veuillez justifier le choix du 50 % du seuil de faible revenu pour qualifier l'admissibilité à l'entente personnalisée Solution B Plus.
- 1.3 Veuillez indiquer si la nouvelle entente inclut le soutien financier à la consommation pour les ménages ayant de grandes difficultés financières. Le cas échéant, veuillez expliquer.
- 1.4 Veuillez indiquer l'impact de cette nouvelle entente sur le taux d'encaissement e et le respect des ententes personnalisées.
- 1.5 Veuillez produire un tableau montrant l'évolution du paiement des sommes attendues et du respect des ententes (indiquant les proportions respectives) pour les groupes témoin et test durant la période de février 2017 à avril 2018.
- 1.6 Veuillez expliquer comment l'augmentation des ententes personnalisées et la diminution du recours à l'entente sans frais d'administration permettent de faciliter le paiement régulier des versements attendus.

**EFFICIENCE ET PERFORMANCE DU DISTRIBUTEUR**

2. **Référence :** Pièce [B-0008](#), p. 12.

**Préambule :**

*« Le nouvel indicateur Nombre de pannes basse tension est en hausse d'environ 8 % au 30 juin 2018 (12 620 pannes) comparativement à pareille date en 2017 (11 677 pannes). L'analyse des causes fait ressortir une augmentation plus marquée des pannes liées aux équipements (+ 238 pannes) et à la faune (+ 639 pannes). Considérant les grands froids hivernaux au début de 2018, les équipements, principalement les transformateurs et les fusibles, ont été soumis à des conditions climatiques difficiles qui ont eu un impact sur le nombre de pannes. Les pannes causées par la faune sont principalement associées aux petits mammifères. Les analyses se poursuivent et des actions d'amélioration seront mises en place pour réduire le nombre de ces pannes ». [nous soulignons]*

**Demande :**

- 2.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà, à ce stade-ci, identifié des actions d'amélioration. Veuillez élaborer.

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0008](#), p. 13;  
(ii) Pièce [B-0008](#), p. 13.

**Préambule :**

(i) « [...] *Le Distributeur continue d'élargir son offre de libres-services sur le Web et de bonifier son application mobile afin de répondre aux attentes de la clientèle dans l'optique d'une plus grande autonomie et d'un accès facilité à divers services transactionnels et informationnels* ».

(ii) « *L'hiver 2017-2018 particulièrement froid a entraîné une augmentation, au premier semestre de 2018 par rapport à celui de 2017, des appels aux centres de relations clientèle (environ 3 % de plus) et du temps de traitement, ce qui a eu une incidence défavorable sur les résultats du Délai moyen de réponse téléphonique et du Taux d'abandon téléphonique. Les appels reçus concernaient les demandes d'information sur le solde de la facture et la consommation, la mise à jour de la mensualité des clients au Mode de versements égaux (MVE) mais aussi la prise d'une entente de paiement* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez préciser dans quelle mesure le Distributeur compte sur ses services web et son application mobile pour faire diminuer le délai moyen de réponse téléphonique et le taux d'abandon téléphonique.
- 3.2 Veuillez préciser si le Distributeur prévoit d'autres solutions pour améliorer les résultats de ces indicateurs.

**MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES ET  
PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES**

**Compte de nivellement pour aléas climatiques**

- 4. Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 10;  
(ii) Pièce [B-0010](#), p. 11.

**Préambule :**

(i) « *Depuis le 1er janvier 2018, Hydro-Québec applique l'ASC 606, Revenue From Contracts With Customers qui remplace l'ASC 605, Revenue Recognition* ».

(ii) « *Bien que l'ASC 606 et l'ASC 605 visent toutes deux la comptabilisation des revenus découlant des activités ordinaires d'une entité, l'ASC 606 restreint son champ d'application uniquement aux produits qui découlent directement d'un contrat avec un client et vient définir,*

*avec plus de précision que l'ASC 605, ce qui est considéré comme un contrat avec un client. Plus spécifiquement, l'ASC 606, contrairement à l'ASC 605, exclut de son champ d'application les revenus découlant de pratiques réglementaires répondant à la définition d'Alternative Revenue Programs, telle qu'elle est établie dans l'ASC 980, Regulated operations. Le FASB considère que ces revenus découlent d'un contrat entre l'entité et l'organisme de réglementation des tarifs plutôt que d'un contrat entre l'entité et ses clients.*

*Le compte de nivellement pour aléas climatiques, qui répond à la définition d'Alternative Revenue Programs comme définie dans l'ASC 980, Regulated Operations, est ainsi exclu du champ d'application de l'ASC 606 et le traitement comptable qui était appliqué par le Distributeur jusqu'à présent doit être révisé afin de se conformer aux exigences de l'ASC 980. À cet effet, l'ASC 980 précise qu'une entité peut comptabiliser un actif réglementaire découlant d'un Alternative Revenue Program uniquement sous réserve du respect de certains critères, dont la récupération de ces revenus sur une période maximale de deux ans au-delà de la fin de l'année financière au cours de laquelle cet actif réglementaire a été comptabilisé. Les modalités de disposition actuellement autorisées par la Régie dans sa décision D-2009-016 pour le compte de nivellement pour aléas climatiques prescrivent un amortissement linéaire sur cinq ans, ce qui ne respecte pas les exigences de l'ASC 980 ». [nous soulignons]*

#### **Demandes :**

- 4.1 Veuillez expliquer et déposer les extraits pertinents des normes des PCGR des États-Unis, soit l'ASC 606, l'ASC 605 et l'ASC 980 qui justifient l'affirmation suivante : « l'ASC 606, contrairement à l'ASC 605, exclut de son champ d'application les revenus découlant de pratiques réglementaires répondant à la définition d'Alternative Revenue Programs, telle qu'elle est établie dans l'ASC 980, Regulated operations ». Veuillez déposer un tableau comparatif.
- 4.2 Veuillez expliquer et déposer les extraits pertinents de la norme ASC 980 qui justifient l'affirmation suivante : « l'ASC 980 précise qu'une entité peut comptabiliser un actif réglementaire découlant d'un Alternative Revenue Program uniquement sous réserve du respect de certains critères, dont la récupération de ces revenus sur une période maximale de deux ans au-delà de la fin de l'année financière au cours de laquelle cet actif réglementaire a été comptabilisé ».
- 4.3 Dans le cas d'une température très froide ou très chaude, dont les montants créditeur ou débiteur du compte de nivellement serait de l'ordre de 100 M\$, est ce que la position du Distributeur serait d'amortir le compte de nivellement sur période de deux ans en vertu de l'ASC 980? Veuillez commenter.
- 4.4 Si la Régie maintenait l'amortissement sur 5 ans pour les fins réglementaires, veuillez indiquer les incidences entre les états financiers à vocation générale et les états financiers réglementaires.

- 5. Références :**
- (i) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 9;
  - (ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 10;
  - (iii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0072](#), p. 11 et 12.

**Préambule :**

Dans le dossier tarifaire 2016, le Distributeur fournit à la Régie les réponses suivantes :

(i) « *La Régie cherche à comprendre la différence entre l'interprétation des normes des PCGR des États-Unis applicables au compte de stabilisation de la température d'Hydro-Québec et celle des distributeurs gaziers, Gaz Métro et Gazifère.*

*6.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie : Selon le Distributeur, le compte de stabilisation de la température est un actif ou un passif financier et son traitement réglementaire en vigueur, soit un amortissement de 5 ans, est conforme aux PCGR des États-Unis applicables aux sociétés en général. Sinon, veuillez expliquer.*

*Réponse :*  
*Le Distributeur le confirme ».*

En réponse à la question 6.2, le Distributeur fournit les extraits pertinents des normes des PCGR des États-Unis qui justifient le traitement expliqué à la question 6.1 : ASC 980-10-15-5 et ASC 825-10-20.

(ii) « *6.3 Selon les références (ii) et (iii), les comptes de stabilisation de la température de Gaz Métro et de Gazifère représentent un actif ou un passif réglementaire qui entrent dans le champ de la norme ASC 980, dont l'amortissement permis pour les états financiers statutaires est au plus de 24 mois (2 ans). Veuillez expliquer.*

*Réponse :*  
*Il n'est pas du ressort du Distributeur, qui ne dispose pas de toute l'information, d'expliquer les conclusions de Gaz Métro et de Gazifère sur le traitement comptable des comptes de stabilisation de la température à titre d'actif ou passif réglementaire entrant dans le champ de la norme ASC 980, Regulated Operations ».*

(iii) « *6.6 Veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec présente son compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs financiers en vertu des PCGR des États-Unis à vocation générale alors que les distributeurs gaziers présentent leur compte de stabilisation de la température comme des actifs ou passifs réglementaires en vertu de la norme ASC 980. Veuillez expliquer les éléments qui justifient une interprétation différente des PCGR des États-Unis, pour des comptes de même nature.*

*Réponse :*

Comme expliqué à la pièce HQT-D-2, document 1.2 (B-0033), page 5, du dossier R-3768-2011, les écarts entre les revenus réels et les revenus prévus selon la normale climatique qui sont comptabilisés dans le compte de nivellement de la température autorisés par la Régie de l'énergie représentent, pour le Distributeur, un droit (obligation) légal et contractuel de recevoir de la clientèle (ou l'obligation de remettre à celle-ci) de la trésorerie à une date future. Conséquemment, ces écarts sont présentés comme des actifs ou passifs financiers en vertu des PCGR des États-Unis à vocation générale.

*Malgré que ces comptes d'écarts de revenus liés aux aléas climatiques sont considérés de même nature par la Régie, il n'est pas du ressort du Distributeur, qui ne dispose pas de toute l'information, d'expliquer les conclusions de Gaz Métro et de Gazifère sur le traitement comptable des comptes de stabilisation de la température à titre d'actif ou passif réglementaire entrant dans le champ de la norme ASC 980, Regulated Operations ». [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez valider la compréhension de la Régie : Selon le Distributeur, pour les années 2017 et précédentes, le compte de stabilisation pour aléas climatiques se qualifie comme des actifs ou passifs financiers en vertu de l'ASC 605 et à compter de 2018, le compte ne se qualifie plus comme des actifs ou passifs financiers en vertu de l'ASC 606 mais plutôt comme des actifs ou passifs réglementaires en vertu de l'ASC 980. Veuillez faire le lien avec la norme ASC 825. Veuillez justifier et déposer les extraits pertinents des normes des PCGR des États-Unis.
- 5.2 Veuillez valider la compréhension de la Régie : Selon le Distributeur, pour les années 2017 et précédentes, le compte de stabilisation pour aléas climatiques se qualifie comme des actifs ou passifs financiers en vertu de l'ASC 605 et peuvent être amortis sur une période de 5 ans. À compter de 2018, le compte se qualifie comme des actifs ou passifs réglementaires en vertu de l'ASC 980 et peuvent être amortis sur période maximale de 2 ans. Veuillez justifier et déposer les extraits pertinents des normes des PCGR des États-Unis.

- 6. Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 12;  
(ii) Pièce [B-0024](#), p. 25.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 2, l'illustration de l'impact de l'application de l'ASC 980 sur le compte de nivellement pour aléas climatiques.
- (ii) Le Distributeur présente au tableau A-1, le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période de janvier à avril 2018.

**Demande :**

- 6.1 Veuillez déposer la mise à jour du tableau 2 (référence (i)) et du tableau A-1 (référence (ii)), avec les données du compte de nivellement pour aléas climatiques pour la période janvier à septembre 2018.

**Contrat de location-exploitation**

7. **Référence :** Pièce [B-0010](#), p. 13.

**Préambule :**

*« Les modifications apportées par l'adoption de l'ASC 842 toucheront principalement la comptabilisation au bilan des contrats de location-exploitation par le preneur. La nouvelle norme exige notamment qu'un preneur de contrat de location comptabilise un actif (actif au titre du droit d'utilisation) et un passif (obligation locative) pour tous les contrats de location, à l'exception des contrats de moins de 12 mois pour lesquels le preneur peut faire le choix de convention comptable de se soustraire à cette obligation. Le tableau 3 résume les impacts de l'ASC 842 sur la comptabilisation par le preneur des contrats de location dont le principal impact est la comptabilisation au bilan d'actifs et passifs en lien avec les contrats de location exploitation ».*  
[nous soulignons]

**Demande :**

- 7.1 Veuillez déposer les extraits pertinents de la norme ASC 842 qui justifient la comptabilisation au bilan d'actifs et passifs en lien avec les contrats de location exploitation.

8. **Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 13 et 14;  
(ii) Décision [D-2017-043](#), dossier R-3897-2014 Phase 1, p. 65.

**Préambule :**

(i) *« Les montants qui seront comptabilisés en vertu de l'ASC 842 en lien avec les contrats de location-exploitation sont actuellement en cours d'évaluation. Ces contrats de location-exploitation seront majoritairement comptabilisés au Centre de services partagés (CSP).*

*Une analyse détaillée de cette norme a permis de conclure que la comptabilisation des contrats de location-exploitation au bilan n'aura pas d'impact sur les revenus requis du Distributeur. En effet, l'actif au titre du droit d'utilisation découlant d'un contrat de location exploitation ne constitue pas une dépense en investissement justifiant un rendement sur le capital, au même titre qu'un contrat de location-acquisition, qui lui est économiquement similaire à l'acquisition d'une*

immobilisation financée par voie de dette. Ainsi, le Distributeur juge que les actifs en lien avec les contrats de location-exploitation ne doivent pas être intégrés à la base de tarification.

[...]

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver le fait que les actifs au titre du droit d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation ne soient pas intégrés à la base de tarification ». [nous soulignons]

(ii) Dans le cadre de l'implantation du MRI, la Régie indique que :

« [262] En conclusion, la Régie juge que les éléments couverts par la Formule d'indexation sont les charges d'exploitation sous le contrôle de gestion du Distributeur qui étaient indexées dans la formule paramétrique, auxquelles s'ajoutent les taxes, les frais corporatifs, l'amortissement des actifs en service et le rendement sur la base de tarification ».

**Demandes :**

- 8.1 Veuillez justifier la « demande à la Régie d'approuver le fait que les actifs au titre du droit d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation ne soient pas intégrés à la base de tarification » dans le contexte du MRI dans lequel l'amortissement des actifs en service et le rendement sur la base de tarification sont des éléments couverts par la Formule d'indexation.
- 8.2 Veuillez valider la compréhension de la Régie : Selon la proposition du Distributeur, il y aura une différence entre l'actif total statutaire et la base de tarification. Mais il n'y aura aucune différence entre les résultats statutaires et les résultats réglementaires. Dans la négative, veuillez expliquer.
- 8.3 Veuillez fournir un estimé de l'actif du Distributeur en vertu de l'ASC 842 relié aux contrats de location-exploitation, pour l'année témoin 2019.

**Exercice de révision des durées de vie utile**

9. **Référence :** Pièce [B-0010](#), p. 15 et 16.

**Préambule :**

« Dans sa décision D-2017-043, la Régie juge que l'amortissement est un des éléments couverts par la Formule d'indexation.

L'amortissement étant inclus dans la formule et de ce fait, étant indexé à chacune des trois années pour lesquelles s'applique l'indexation, la date d'application des révisions des durées de vie utile n'est plus un élément affectant le niveau d'amortissement demandé aux fins de fixation des tarifs.



*Dans ce contexte, il apparaît au Distributeur que, d'un point de vue réglementaire, les révisions de durée de vie utile peuvent s'appliquer aux mêmes dates que celles d'application pour les états financiers à vocation générale. De plus, le Distributeur considère que ce traitement doit s'appliquer à l'ensemble des révisions de durées de vie utile puisqu'il serait impraticable d'avoir deux traitements distincts selon que l'impact soit inférieur ou supérieur à 15 M\$ ». [nous soulignons]*

**Demande :**

9.1 Veuillez expliquer en quoi il serait impraticable d'avoir deux traitements distincts selon que l'impact soit inférieur ou supérieur à 15 M\$. Veuillez élaborer.

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 16;
  - (ii) Pièce [B-0010](#), p. 17;
  - (iii) Pièce [B-0010](#), p. 18.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur a procédé au cours du deuxième trimestre de 2018 à la révision de la durée de vie utile pour les catégories d'actifs des Transformateurs aériens et des Interrupteurs aériens de distribution. Leurs durées de vie utile ont été prolongées respectivement de 30 à 40 ans, et de 25 à 40 ans ».

(ii) « L'exercice de révision de durée de vie utile des transformateurs aériens a été complété en 2018. Cette révision, applicable au 1er avril 2018 pour les états financiers à vocation générale, fait passer la durée de vie utile de cette catégorie d'immobilisations de 30 à 40 ans. Ce faisant, et en appliquant la même date de révision de la durée de vie utile au réglementaire et au statutaire, soit le 1er 16 avril 2018, des écarts favorables de 31,2 M\$ et de 38,2 M\$ sont respectivement créés en 2018 et 2019.

*Le Distributeur considère que cette révision de durée de vie utile se qualifie à titre de Facteur Z. D'une part, il s'agit d'un événement dont le Distributeur ne pouvait prévoir l'occurrence au moment de l'établissement des revenus requis de l'année 2018, première année d'application du MRI. D'autre part, les impacts sur les revenus requis qui en découlent dépassent largement le seuil de 15 M\$ retenu par la Régie ».*

(iii) « Le Distributeur souhaite porter à l'attention de la Régie que le délai entre la date d'application au 1er avril de la révision de la durée de vie utile et la présente demande tient au fait que le Distributeur a dû attendre la décision sur le fond de la Régie dans le cadre du MRI ». [nous soulignons]

**Demandes :**

- 10.1 Veuillez commenter sur le contrôle du Distributeur quant à la date de l'exercice de révision des durées de vie utile.
- 10.2 Veuillez expliquer l'affirmation du Distributeur à l'effet que « *le délai entre la date d'application au 1<sup>er</sup> avril de la révision de la durée de vie utile et la présente demande tient au fait que le Distributeur a dû attendre la décision sur le fond de la Régie dans le cadre du MRI* ».
- 10.3 Dans le futur, est-ce que la date d'application serait le 1<sup>er</sup> janvier (2018), bien que le Distributeur a procédé au cours du deuxième trimestre (2018) à la révision de la durée de vie utile? Veuillez élaborer.

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 17 et 18;
  - (ii) Décision [D-2012-024](#), dossier R-3776-2011.

**Préambule :**

(i) « *L'exercice de révision de durée de vie utile des transformateurs aériens a été complété en 2018. Cette révision, applicable au 1er avril 2018 pour les états financiers à vocation générale, fait passer la durée de vie utile de cette catégorie d'immobilisations de 30 à 40 ans. Ce faisant, et en appliquant la même date de révision de la durée de vie utile au réglementaire et au statutaire, soit le 1er avril 2018, des écarts favorables de 31,2 M\$ et de 38,2 M\$ sont respectivement créés en 2018 et 2019.*

[...]

*L'impact de 31,2 M\$ pour l'année 2018 relatif à la révision de durée de vie utile des transformateurs aériens n'ayant pu être intégré dans l'établissement des revenus requis autorisés de 2018, le Distributeur demande la création d'un compte de neutralisation hors base de tarification pour y comptabiliser cet impact ainsi que les intérêts y afférents, et ce, conformément à sa demande présentée à la section 6.*

*Il propose également de verser la totalité du solde de ce compte à ses revenus requis de 2019 afin de remettre à la clientèle l'intégralité de l'impact favorable de 2018.*

[...]

*Le Distributeur souhaite porter à l'attention de la Régie que le délai entre la date d'application au 1er avril de la révision de la durée de vie utile et la présente demande tient au fait que le Distributeur a dû attendre la décision sur le fond de la Régie dans le cadre du MRI ».*

- (ii) Dans sa décision D-2012-024, la Régie mentionne :

« [144] *La Régie demande au Distributeur de procéder, dorénavant, à la révision des durées de vie utile à compter du 1er janvier, tel qu'approuvé par la Régie aux fins de la fixation des tarifs* ».

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez commenter votre demande d'appliquer la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens au 1<sup>er</sup> avril 2018 au regard du principe de non rétroactivité tarifaire.
- 11.2 Veuillez justifier votre demande d'appliquer la révision de la durée de vie utile des transformateurs aériens au 1<sup>er</sup> avril 2018 au regard du paragraphe 144 de la décision D-2012-024.

**12. Référence :** Pièce [B-0010](#), p. 23, annexe A.

**Préambule :**

*« L'étude réalisée par le Distributeur en 2018 a porté sur des données couvrant une période plus longue quant à la mise au rebut et à la réhabilitation des appareils et s'est appuyée sur une meilleure connaissance de la démographie des transformateurs. Par ailleurs, des travaux de l'institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) ont permis d'établir que l'isolation est l'élément qui dicte la durée de vie utile des transformateurs. Or, l'analyse de vieillissement de l'état de l'isolation des transformateurs aériens du Distributeur a permis de constater que les transformateurs ne présentaient pas de vieillissement important de l'isolation même après 40 ans. La durée de vie physique des équipements pourrait donc dépasser 40 ans, ce qui appuie la recommandation du Distributeur de prolonger la durée de vie utile de cet équipement. Toutefois, le Distributeur estime qu'il existe encore trop d'incertitudes pour justifier une durée de vie utile supérieure à 40 ans considérant entre autres le fait que seulement 2 % de ses transformateurs aériens ont plus de 45 ans et que les données d'exploitation actuelles ne sont pas suffisantes pour supporter une durée de vie au-delà de cette période.*

*Le Distributeur rappelle, comme mentionné au dossier R-3814-2012, qu'il fait partie d'un groupe de partage (Distribution Asset Life Cycle Management Interest Group du CEAT) qui met à la disposition de ses membres des informations utiles à la gestion de leurs actifs. Cependant, les données de balisage obtenues sont générales et ne permettent pas de comparer l'effet de facteurs influents, tels les conditions climatiques et d'utilisation des équipements de chacune des entreprises. De plus, il est important de préciser qu'il existe peu de littérature concernant les transformateurs aériens de distribution ». [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 12.1 Veuillez déposer et commenter la démographie des transformateurs aériens.
- 12.2 Veuillez expliquer en quoi « *l'isolation est l'élément qui dicte la durée de vie utile des transformateurs* ».
- 12.3 Veuillez indiquer les durées de vie physique actuelles et réelles pour l'ensemble des transformateurs aériens, dont 2 % ont plus de 45 ans.

12.4 Veuillez déposer les données de balisage (durée de vie physique et durée de vie utile) et expliquer davantage sur le fait que les « *données de balisage obtenues sont générales et ne permettent pas de comparer l'effet de facteurs influents* ».

### **Facteur Z générique et compte de neutralisation**

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 19;
  - (ii) Décision [D-2018-067](#), p. 100.

#### **Préambule :**

(i) « *Dans ce contexte et dans le cadre du MRI, le Distributeur pourra être amené à demander l'examen par la Régie de certains événements à titre d'exogène (Facteur Z) dans la mesure où les coûts afférents à ces événements imprévisibles excèdent 15 M\$.*

*De par sa nature, un événement imprévisible engendre inévitablement un délai entre le moment du constat de l'événement, l'évaluation des impacts et le dépôt d'une demande à la Régie. Afin de faciliter le processus de demande d'examen par la Régie, le Distributeur propose de créer un Facteur Z générique qui comptabiliserait tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un tel événement imprévisible. De plus, il propose d'y adjoindre un compte de neutralisation lorsque l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis, ce compte agissant de la même façon qu'un compte d'écarts et de reports. Ainsi, de façon systématique, dès que l'impact d'un événement imprévisible dépasse le seuil de 15 M\$, le Distributeur peut comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique tout en informant la Régie. Ce Facteur Z générique, agissant à titre de véhicule pour capter les impacts, jumelé au compte de neutralisation, sera par la suite examiné par la Régie dans le prochain dossier tarifaire et celle-ci se prononcera au cas le cas sur la qualification à titre d'exogène (Facteur Z) des coûts comptabilisés dans le compte et sur la pertinence et les modalités de disposition du compte de neutralisation ». [nous soulignons]*

(ii) Dans sa décision D-2018-067, la Régie mentionne :

« [473] *En ce qui a trait aux investissements, la décision D-2017-043 a déjà statué que si le Distributeur souhaitait réaliser des investissements majeurs non prévus et d'une ampleur inhabituelle durant le MRI, il pourrait demander à la Régie de traiter de tels investissements en exogène.*

[474] *Cependant, la Régie précise à la section 5.1 de la présente décision qu'en matière d'investissement, il faut que l'impact annuel sur les revenus requis dépasse le seuil de matérialité de 15 M\$.* [nous soulignons]

**Demandes :**

- 13.1 Veuillez indiquer si les « *coûts afférents à ces événements imprévisibles* » comprennent le total des charges d'exploitation et des charges capitalisables. Veuillez expliquer.
- 13.2 Selon la proposition du Distributeur, est-ce que le total des coûts (exploitation/capital) d'un événement imprévisible doit dépasser le seuil de 15 M\$ pour qu'il puisse comptabiliser cet impact dans le Facteur Z? Veuillez élaborer.
- 13.3 Veuillez faire le lien avec la décision D-2018-067 (référence (ii)) qui précise qu'« *il faut que l'impact sur les revenus requis dépasse le seuil de matérialité de 15 M\$* ». Veuillez élaborer.

**Question à Concentric :**

- 13.4 Veuillez déposer, si disponible, une étude de balisage et/ou commenter sur la création d'un Facteur Z générique et d'un compte de neutralisation, tel que demandé par le Distributeur, en s'appuyant sur l'expérience des autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains.

- 14. Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 19;  
(ii) Dossier R-4009-2017, pièce [B-0002](#).

**Préambule**

- (i) « *Dans ce contexte et dans le cadre du MRI, le Distributeur pourra être amené à demander l'examen par la Régie de certains événements à titre d'exogène (Facteur Z) dans la mesure où les coûts afférents à ces événements imprévisibles excèdent 15 M\$.*

*De par sa nature, un événement imprévisible engendre inévitablement un délai entre le moment du constat de l'événement, l'évaluation des impacts et le dépôt d'une demande à la Régie. Afin de faciliter le processus de demande d'examen par la Régie, le Distributeur propose de créer un Facteur Z générique qui comptabiliserait tout impact, débiteur ou créditeur, découlant d'un tel événement imprévisible. De plus, il propose d'y adjoindre un compte de neutralisation lorsque l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis, ce compte agissant de la même façon qu'un compte d'écarts et de reports. Ainsi, de façon systématique, dès que l'impact d'un événement imprévisible dépasse le seuil de 15 M\$, le Distributeur peut comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique tout en informant la Régie. Ce Facteur Z générique, agissant à titre de véhicule pour capter les impacts, jumelé au compte de neutralisation, sera par la suite examiné par la Régie dans le prochain dossier tarifaire et celle-ci se prononcera au cas le cas sur la qualification à titre d'exogène (Facteur Z) des coûts comptabilisés dans le compte et sur la pertinence et les modalités de disposition du compte de neutralisation.*

*Cette approche permettra ainsi d'alléger le processus de comptabilisation des événements imprévisibles en minimisant le délai entre leur moment d'application et le dépôt de la demande à la Régie ».*

(ii) Demande conjointe du Transporteur et du Distributeur relative aux modifications de conventions comptables ASC 715, *Compensation-Retirement Benefits* et pour la création de comptes d'écarts.

**Demandes :**

14.1 Le Distributeur indique en préambule ce qui suit : « *le Distributeur peut comptabiliser cet impact dans le Facteur Z générique tout en informant la Régie* ». Veuillez indiquer de quelle façon le Distributeur entend informer la Régie.

14.2 Le Distributeur indique que « *Cette approche permettra ainsi d'alléger le processus de comptabilisation des événements imprévisibles en minimisant le délai entre leur moment d'application et le dépôt de la demande à la Régie* ». Veuillez expliquer en quoi cette approche minimise le délai entre leur moment d'application et le dépôt de la demande à la Régie.

14.3 En lien avec la référence (ii), veuillez préciser si le facteur z générique et le compte de neutralisation visent à remplacer les demandes de compte d'écarts qui surviennent parfois en cours d'année pour capter l'impact de coûts qui n'ont pas été considérés lors de l'établissement des tarifs, par exemple comme celle formulée dans le dossier R-4009-2017 (référence (ii)). Veuillez expliquer.

14.4 Dans l'affirmative à la question précédente, veuillez élaborer sur la façon dont le Distributeur entrevoit l'examen de l'ensemble des événements versés au facteur Z générique lors du dossier tarifaire subséquent, compte tenu que le traitement de demandes comme celle formulée dans le dossier R-4009-2017 (référence (ii)). Plus particulièrement, veuillez élaborer sur la façon de concilier le calendrier tarifaire avec l'examen de ces événements.

**Remplacement des systèmes de conduite du réseau (SCR)**

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 20;
  - (ii) Dossier R-4047-2018, pièce [B-0005](#), p. 23;
  - (iii) Décision [D-2017-043](#), p. 63 à 65.

**Préambule :**

(i) « *Le Transporteur et le Distributeur ont déposé, le 21 juin 2018, la demande R-4047-2018 relative au remplacement des systèmes de conduite des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Le Distributeur y demande d'autoriser la création d'un compte d'écarts et de reports*

« CER », hors base de tarification, pour y comptabiliser tous les coûts qui n'auront pu être reflétés dans les tarifs au moment opportun en considérant le MRI qui lui est applicable.

Dans ce contexte, le Distributeur pourra être amené à demander le traitement des coûts afférents à ce projet à titre d'exogène (Facteur Z) dans la mesure où ceux-ci excèdent 15 M\$ et d'y adjoindre, si l'impact d'une année donnée n'a pu être intégré dans l'établissement des revenus requis, un CER qui se traduira par un compte de neutralisation conformément à la demande du Distributeur présentée à la section 6.

N'ayant pas complété l'évaluation des coûts du projet, le Distributeur n'est pas à ce jour en mesure de préciser s'il entend déposer une telle demande ».

(ii) Dans le dossier R-4047-2018, le Transporteur et le Distributeur indiquent que :

« 5. Estimation des coûts d'avant-projet

Les coûts estimés de l'avant-projet à inclure aux CÉR sont présentés au Tableau 2. Pour le Transporteur, les coûts prévus de l'avant-projet sont de 19,3 M\$. Pour le Distributeur, les coûts prévus de l'avant-projet sont de 9,9 M\$.

[...]

Les investissements prévus en 2018 comprennent essentiellement l'infrastructure, le matériel et les logiciels requis pour accueillir les systèmes hâtifs. Pour le Transporteur, ceci inclut la mise en place de la zone informatique électrique. Dans son dossier tarifaire 2018, ces investissements du Transporteur pour 2018 étaient évalués à environ 15 M\$.

6. Estimation des coûts de projet

Comme indiqué précédemment, le choix du fournisseur sera déterminant dans l'évaluation des coûts de projet. Néanmoins, une évaluation préliminaire des coûts a été faite selon le niveau de détail disponible à ce jour sur les différents produits logiciels disponibles commercialement et à partir d'hypothèses raisonnables. Le coût du Projet du Transporteur est présentement estimé à environ ██████\$ et celui du Distributeur à environ ██████\$. Les projets SCR-T et SCR-D s'inscrivent dans la catégorie d'investissement « maintien des actifs ». Le Transporteur et le Distributeur déposeront les coûts finaux associés à leur projet respectif à la fin de l'avant-projet ».

(iii) Dans sa décision D-2017-043, la Régie mentionne que :

« [252] Selon la Régie, l'exercice permet de constater qu'il est raisonnable d'inclure à la fois l'amortissement et le rendement sur la base de tarification dans la Formule d'indexation. La Régie juge que l'évolution de ces postes combinés est suffisamment prévisible et raisonnablement sous le contrôle du Distributeur pour être incluse dans la Formule d'indexation.

[...]

[261] La Régie ne croit donc pas nécessaire, ni souhaitable, d'inclure un mécanisme de suivi des dépenses en immobilisation. Cependant, et tel que le Distributeur le suggère dans son argumentation concernant l'inclusion de l'amortissement, si le Distributeur souhaite réaliser des investissements majeurs et d'une ampleur inhabituelle durant le MRI, il lui sera possible de demander à la Régie de traiter de tels investissements comme un exogène, de type Facteur Z.



[...]

[262] *En conclusion, la Régie juge que les éléments couverts par la Formule d'indexation sont les charges d'exploitation sous le contrôle de gestion du Distributeur qui étaient indexées dans la formule paramétrique, auxquelles s'ajoutent les taxes, les frais corporatifs, l'amortissement des actifs en service et le rendement sur la base de tarification* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez expliquer le traitement réglementaire relatif au SCR proposé par le Distributeur : création d'un CER (R-4047-2018), et possiblement d'un facteur Z et d'un compte de neutralisation.
- 15.2 Dans le contexte du MRI applicable au Distributeur (référence (iii)), veuillez expliquer pourquoi le Distributeur demande un CER pour le coût du projet, dont les coûts d'avant-projet de 9,9 M\$ et les impacts sur les revenus requis sont inférieurs au seuil de 15 M\$. Veuillez élaborer.
- 15.3 Veuillez indiquer si le Distributeur entend déposer une demande d'un facteur Z dans la mesure où le coût total du projet du Distributeur est présentement estimé à environ ██████\$. Si oui, veuillez expliquer pourquoi la demande n'a pas été soumise dans le présent dossier. Veuillez élaborer.

**PROPOSITIONS LIÉES À L'IMPLANTATION DU MÉCANISME DE  
RÉGLEMENTATION INCITATIVE (MRI) DU DISTRIBUTEUR**

**Indicateurs de qualité de service à lier au MTÉR et méthode de liaison**

16. **Référence :** Pièce [B-0011](#), p. 7.

**Préambule :**

*« Aux fins du développement de l'IMQ (section 1.5), le Distributeur considère chacun de ces champs d'intervention comme d'égale importance. »*

**Demande :**

- 16.1 Veuillez indiquer pour quels motifs le Distributeur considère les cinq champs d'intervention comme d'égale importance.



- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0011](#), p. 8 à 11;
  - (ii) Pièce [B-0011](#), p. 11;
  - (iii) Pièce [B-0011](#), p. 21, Tableau A-1;
  - (iv) Dossier R-4024-2107, pièce [B-0032](#), p. 2.

**Préambule :**

(i) Comme mesure globale de la satisfaction de l'ensemble de sa clientèle, le Distributeur propose les 10 indices de satisfaction suivants :

1. ISC combiné R-C-A;
2. ISC Clients Grande puissance;
3. Indice de continuité normalisé;
4. Nombre de pannes basse tension;
5. Durée moyenne des interruptions par client;
6. Délai moyen de raccordement simple en aérien;
7. Taux de respect global des interruptions planifiées;
8. Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels;
9. Délai moyen de réponse téléphonique – Clients commerciaux;
10. Taux de fréquence des accidents.

(ii) *« Eu égard à la volonté de la Régie que soit maintenue la qualité du service, le Distributeur propose, pour chacun des dix indicateurs retenus, une cible de performance égale à la moyenne des valeurs de l'indicateur observées durant les cinq dernières années, soit de 2013 à 2017 (« la cible »). L'historique de cinq ans est utilisé pour évaluer la qualité du service moyenne offerte à la clientèle, ce qui permet d'atténuer l'impact des variations conjoncturelles qui pourraient affecter une valeur annuelle. Cette approche est cohérente avec l'analyse des résultats des indicateurs de qualité du service par rapport à l'historique cinq ans effectué dans le cadre des dossiers tarifaires. Un tel historique constitue d'ailleurs un repère stable pour la gestion des activités du Distributeur ».*

(iii) Le Distributeur présente un tableau illustrant le calcul de son IMQ.

(iv) *« Les indices de qualité de service reflètent intégralement ceux qui s'appliquaient au Mécanisme incitatif convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN – R-3599-2006, aux pages 21 à 23 [...] Advenant un résultat individuel de 50 % ou moins, le distributeur obtient un pourcentage de réalisation de 0 % pour l'indice concerné ».* [nous soulignons]

**Demandes :**

17.1 Veuillez indiquer les motifs du Distributeur de ne pas retenir une moyenne mobile pour établir la cible, plutôt que la moyenne fixe décrite à la référence (ii).

17.2 En analysant les résultats présentés au tableau de la référence (iii), la Régie note un bris dans les données des deux indicateurs relatifs au champ d'intervention Services à la clientèle.

Comme indiquée à la référence (ii), la cible, basée sur une moyenne simple de cinq ans, sera donc établie à un niveau de performance inférieur à ce qui a pu être réalisé dans les récentes années. Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit un traitement statistique particulier pour le calcul des cibles dans pareil cas.

17.3 Veuillez préciser si le calcul actuel de l'IMQ indiqué à la référence (iii) pose un risque qu'une faible performance d'un indicateur soit compensée par une excellente performance de quelques indicateurs. Veuillez élaborer.

17.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé des tests de sensibilité afin d'évaluer ce risque. Veuillez élaborer.

17.5 Veuillez commenter l'opportunité d'intégrer une approche similaire à celle d'Énergir présentée à la référence (iv) ou une autre méthode pour contrer ce risque.

**Question à Concentric :**

17.6 Le Distributeur a choisi dix indicateurs de satisfaction de la clientèle, cités à la référence (i) et une méthodologie d'établissement des cibles, précitée à la référence (ii). Veuillez indiquer si vous avez effectué une étude de balisage sur ces éléments auprès des autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains. Dans l'affirmative, veuillez la déposer. Dans la négative, veuillez élaborer sur les motifs des choix d'indicateurs et de méthodologie du Distributeur.

**18. Référence :** Pièce [B-0011](#), p. 12 et 13.

**Préambule :**

*« La première étape du calcul de l'IMQ consiste en une uniformisation des indicateurs en utilisant une méthode qui s'apparente à la technique de standardisation employée en statistique. Lors de cette étape, chaque indicateur est, dans un premier temps, comparé à une cible. Concernant les indicateurs pour lesquels une valeur plus élevée indique une variation favorable, la différence entre la valeur réalisée de l'indicateur et la cible est retenue comme valeur d'écart. C'est le cas de l'indice de satisfaction de la clientèle (ISC) et de l'indicateur Taux de respect global des interruptions planifiées. Quant aux indicateurs pour lesquels une valeur plus élevée indique une variation défavorable, la différence entre la cible et la valeur réalisée est retenue comme valeur d'écart.*

*L'écart ainsi constaté pour un indicateur donné permet d'apprécier l'évolution de cet indicateur pour une année donnée par rapport à l'historique.*

*Ensuite, comme les écarts n'ont pas tous la même échelle de mesure, ils sont ramenés sur une échelle de mesure comparable. Ainsi, l'écart pour un indicateur donné est divisé par l'écart-type*

*de cet indicateur évalué sur les cinq années historiques précédant l'implantation du MRI, soit 2013 à 2017 ».*

**Demande :**

18.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a analysé d'autres méthodes d'uniformisation des indicateurs que celle décrite à la référence. Veuillez élaborer.

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0011](#), p. 14;
  - (ii) Pièce [B-0011](#), tableau A-1;
  - (iii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0032](#), p. 1 à 7.
  - (iv) Dossier R-3599-2006, pièce [B-23](#), p. 23.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur précise ce qui suit à propos des modalités de liaison des indicateurs de performance au MTÉR :

*« Le seuil de -1 indique une déviation moyenne des indicateurs composant l'IMQ d'un écart type par rapport à leur cible. Une déviation moyenne inférieure à ce seuil (IMQ se situant entre -1 et 0) appartient à la zone de performance acceptable à l'intérieur de laquelle le Distributeur considère que la qualité du service est confirmée.*

*Le recours à une telle zone s'explique tout d'abord par le fait que la moyenne cinq ans constitue avant tout une balise servant à situer la qualité du service en cours de MRI par rapport à l'historique récent. À ce titre, elle ne constitue pas un seuil strict à partir duquel il y aurait amélioration ou détérioration de la qualité du service. Comme indiqué à la section 1.4, cette moyenne est une synthèse des résultats de chaque indicateur pour les cinq années précédant l'implantation du MRI. Ainsi, ces différents résultats témoignent tous d'une prestation de service adéquate, alors que les valeurs pour chacune des années de l'historique se distribuent au-dessus ou en deçà de cette moyenne ».*

(ii) Le tableau A-1 contient les données relatives aux dix indicateurs. Le Distributeur présente notamment les valeurs observées entre 2013 et 2017, les cibles proposées et une illustration du calcul de l'IMQ en prenant les résultats des indicateurs en 2017.

(iii) Dans son rapport annuel, Énergir présente le sommaire des résultats des indices de maintien de la qualité de service pour l'exercice terminé le 30 septembre 2017. Elle indique ce qui suit :

*« Les indices de qualité de service reflètent intégralement ceux qui s'appliquaient au Mécanisme incitatif convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN – R-3599-2006, aux pages 21 à 28, à l'exception de l'indice « Émissions de gaz à effet de serre ». La description de cet indice est celle qu'Énergir a proposée dans le dossier R-3837-2013 et que la Régie a autorisée dans sa décision D-2014-077 ».*

(iv) Le mécanisme incitatif d'Énergir convenu par le groupe de travail à la phase 2 du PEN comportait les conditions d'accès à la bonification ou au trop-perçu suivantes :

«

- *Un seuil minimal de pourcentage global de réalisation de 85 % sera requis pour donner droit à 85 % de la bonification et du trop-perçu réel (part de Gaz Métro);*
- *Entre 85 % et 100 %, de pourcentage global de réalisation, le pourcentage de la bonification et du trop-perçu réel conservé par Gaz Métro correspondra au pourcentage global de réalisation;*
- *En bas du seuil minimal de 85 % de pourcentage global de réalisation, Gaz Métro n'aura droit à aucune bonification ».*

**Demandes :**

- 19.1 Veuillez confirmer que lorsque les indicateurs se situent dans la fourchette des valeurs observées entre 2013 et 2017, l'IMQ est supérieur à -1.
- 19.2 Veuillez déposer, selon le format de la référence (ii), la valeur de l'IMQ lorsque les indicateurs correspondent à leur meilleur résultat observé entre 2013 et 2017.
- 19.3 Veuillez déposer, selon le format de la référence (ii), la valeur de l'IMQ lorsque les indicateurs correspondent à leur pire résultat observé entre 2013 et 2017.
- 19.4 Veuillez déposer, selon le format de la référence (ii), la valeur des indicateurs qui donne lieu à un IMQ de -2. Puisqu'il existe une infinité de possibilités, veuillez considérer la valeur des indicateurs de la sous-question précédente et veuillez leur appliquer une variation uniforme de telle sorte que l'IMQ se chiffre à -2.
- 19.5 Veuillez identifier les liens entre la méthode proposée en (i) et celle décrite en (iii) et (iv). Veuillez identifier les avantages et inconvénients de chacune des deux méthodes.

**Clause de sortie**

**20. Référence :** Pièce [B-0011](#), p. 30.

**Préambule :**

La firme Concentric compare le critère de sortie avant et après application du mécanisme de partage des écarts de rendement (MTÉR) du Distributeur. En conclusion de cette analyse, elle indique ce qui suit :

« *As illustrated in Table 4, the exit clause is triggered when pre-MTÉR earnings reach 500 basis points on the upside and 150 basis points on the downside. However, the triggers are identical at ±150 basis points when the comparison is based on post-MTÉR earnings. An examination of HQD's actual earnings over the past 10 years indicates that these thresholds would have been reached only once, prior to 2014 when the ROE was adjusted to 8.2%, suggesting that the triggers are realistic* ». [nous soulignons]

**Demandes:**

- 20.1 Veuillez expliquer les calculs qui ont été effectués sur les données du bénéfice des dix dernières années du Distributeur (2008 à 2017).
- 20.2 Veuillez déposer un tableau, s'il est disponible, montrant ces calculs pour chacune des dix dernières années (2008 à 2017).

**Rapport annuel 2019**

- 21. Références :** (i) Rapport annuel 2017, pièce [B-0008](#);  
(ii) Rapport annuel 2017, pièce [B-0014](#).

**Préambule :**

- (i) Sur la base d'un coût de service, le Distributeur présente la comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus pour l'année 2017 (« ligne par ligne »).
- (ii) Sur la base d'un coût de service, le Distributeur présente la base de tarification (données mensuelles et moyenne des 13 soldes) pour l'année 2017 (« ligne par ligne »).

**Demandes :**

- 21.1 Est-ce que le Distributeur compte déposer dans son rapport annuel 2019, les composantes détaillées des revenus requis réalisées en 2019 et la base de tarification détaillée et réalisée en 2019 (données mensuelles et moyenne des 13 soldes)? Dans la négative, veuillez justifier.
- 21.2 Dans le cadre du MRI applicable en 2019, veuillez indiquer quel sera le contenu des pièces (i) et (ii) déposées dans le rapport annuel 2019.

## PRÉVISION DE LA DEMANDE

- 22. Références :**
- (i) Pièce B-0012, p. 13;
  - (ii) Pièce [B-0012](#), p. 35, tableau C-2;
  - (iii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0015](#), p. 32, tableau B-2;
  - (iv) Pièce [B-0012](#), p. 31, tableau B-1.

### Préambule :

- (i) « *Aux tarifs D, DM et DP, l'écart total de +846 GWh découle d'une baisse moins importante qu'anticipé de la consommation unitaire résidentielle. Cet écart s'explique entre autres par une croissance de la rémunération des salariés plus importante qu'anticipé et une baisse d'un point de pourcentage du taux d'inoccupation des logements, soit la baisse la plus importante des dix dernières années* ». [nous soulignons]
- (ii) Au tableau C-2 intitulé Impact des variables explicatives sur les ventes par secteurs, on peut y lire que l'impact estimé d'une hausse de 1 % de la rémunération réelle des salariés se traduit en des ventes additionnelles de l'ordre de +70 GWh aux tarifs D et DM.
- (iii) Au tableau B-2 intitulé Comparaison de la prévision économique du Québec, on peut constater que le Distributeur prévoyait une croissance de la rémunération des salariés du Québec de +1,2 % pour l'année témoin 2018.
- (iv) Au tableau B-1 intitulé Comparaison de la prévision économique du Québec, le taux de croissance de la rémunération des salariés prévu par le Distributeur pour 2018 est de +1,8 %. Ce taux de croissance est supérieur de +0,6 % par rapport à la prévision du Distributeur pour 2018 (référence (iii)), et inférieur de -1,3 % par rapport au taux réel de constaté pour 2017.

### Demandes :

- 22.1 Relativement à l'écart total de +846 GWh constaté entre l'année historique 2017 et l'année de base 2018 aux tarifs D, DM et DP (référence (i)), veuillez préciser (en GWh) la portion de l'écart constaté attribuable à la croissance de la rémunération des salariés ainsi que celle attribuable à la baisse du taux d'inoccupation des logements. Le cas échéant, veuillez élaborer sur les autres facteurs pouvant expliquer cet écart favorable.
- 22.2 Dans l'éventualité où la valeur de l'écart (en GWh) attribuable à la sous-estimation du taux de croissance de la rémunération des salariés du Québec, obtenue réponse à la question 22.1, soit supérieure à +70 GWh (référence (ii)), veuillez expliquer cette valeur sachant que l'écart prévisionnel n'est que de +0,6 %, donc inférieur à +1 % (référence (iv)).
- 22.3 Veuillez préciser ce que représente, en nombre d'abonnements résidentiels, une baisse d'un point de pourcentage du taux d'inoccupation des logements (référence (i)). Veuillez

également présenter les autres hypothèses permettant au Distributeur de conclure en un impact en GWh tel que celui présenté en réponse à la question 22.1. Veuillez déposer les références relatives au taux d'inoccupation des logements.

## COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

**23. Référence :** Pièce [B-0021](#), p. 6.

### Préambule :

Dans le cadre de la Formule d'indexation, le Distributeur présente un facteur de croissance des activités liées à la croissance d'abonnements (Facteur G) de 0,74 % : 0,98 % pondéré à 75 %, soit la part présumée des coûts variables.

### Demandes :

23.1 Veuillez fournir le nombre d'abonnements de l'année historique 2017, de l'année de base 2018 et de l'année témoin 2019 ainsi que le nombre reconnu en 2018.

23.2 Veuillez fournir le détail du calcul de la croissance du nombre des abonnements de 0,98 %.

**24. Références :** (i) Pièce [B-0021](#), p. 8;  
 (ii) Pièce [B-0021](#), p. 15;  
 (iii) Pièce [B-0021](#), p. 15.

### Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 5, l'ensemble des coûts liés aux interventions en efficacité énergétique sur la période 2017-2019 (incluant TEQ).

**TABEAU 5 :**  
**INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (M\$)**

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Charges d'exploitation	14,0	17,0	17,0	40,8
Amortissement	156,4	145,6	143,5	127,0
Rendement de la base de tarification	42,5	37,1	35,7	30,7
<b>INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE</b>	<b>212,9</b>	<b>199,7</b>	<b>196,2</b>	<b>198,5</b>
Base de tarification (moyenne 13 soldes)	609,0	524,2	504,5	429,3

(ii) Le Distributeur présente au tableau 10, l'ensemble des coûts liés aux contributions à des projets de raccordement sur la période 2017-2019.

**TABLEAU 10 :**  
**CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	Année historique 2017	2018		Année témoin 2019
		D-2018-025	Année de base	
Amortissement	12,7	12,6	12,6	18,5
Rendement de la base de tarification	28,5	29,4	29,4	44,6
<b>CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT</b>	<b>41,2</b>	<b>42,0</b>	<b>42,0</b>	<b>63,1</b>
<b>Base de tarification (moyenne 13 soldes)</b>	<b>408,1</b>	<b>415,0</b>	<b>416,0</b>	<b>622,9</b>

(iii) Le Distributeur présente au tableau 11, l'ensemble des coûts liés à la révision de durée de vie utile des transformateurs aériens de 2018 et 2019.

**TABLEAU 11 :**  
**RÉVISION DE DURÉE DE VIE UTILE DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS (M\$)**

	Année de base 2018	Année témoin 2019
Amortissement	-31,2	-38,2
Rendement de la base de tarification	0,8	3,6
<b>RÉVISION DE DURÉE DE VIE UTILE DES TRANSFORMATEURS AÉRIENS</b>	<b>-30,4</b>	<b>-34,6</b>
<b>Impact sur la base de tarification (moyenne 13 soldes)</b>	<b>12,0</b>	<b>50,3</b>

**Demandes :**

24.1 Veuillez fournir deux tableaux distincts, selon le même format du tableau 5, soit pour la rubrique « Interventions en efficacité énergétique » et la rubrique « TEQ ».

24.2 Veuillez fournir les 13 soldes de la base de tarification et la moyenne des 13 soldes pour la rubrique « Interventions en efficacité en efficacité énergétique » et la rubrique « TEQ », pour les années suivantes :

- Année historique 2017;
- D-2018-025;
- Année de base 2018;
- Année témoin 2019.

24.3 Veuillez fournir les 13 soldes de la base de tarification et la moyenne des 13 soldes pour la rubrique « Contributions à des projets de raccordement », pour les années suivantes :



- Année historique 2017;
- D-2018-025;
- Année de base 2018;
- Année témoin 2019.

24.4 Veuillez fournir les 13 soldes de la base de tarification et la moyenne des 13 soldes pour la rubrique « Révision de durée de vie utile des transformateurs aériens », pour les années suivantes :

- Année de base 2018;
- Année témoin 2019.

- 25. Références :** (i) Pièce [B-0021](#), p. 11;  
 (ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0186](#), p 12.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 7, l'évolution des contributions annuelles à des projets de raccordement (M\$).

**TABLEAU 7 :  
 ÉVOLUTION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES À DES PROJETS DE RACCORDEMENT (M\$)**

	Autorisé <sup>(1)</sup>	Année de base	Réel
2006			76,0
2007		20,2	-4,5
2008		-0,3	-5,8
2009			-1,2
2010	-3,6	-3,6	-2,8
2011	-0,2	-0,4	-0,3
2012	87,0	-19,0	-24,2
2013	60,6	31,3	32,9
2014	6,5	-4,7	
2015	212,0	114,5	116,7
2016	155,7	212,2	215,5
2017	30,3	7,5	2,8
2018	142,8	238,6	
2019	13,2		

<sup>(1)</sup> Année témoin pour 2019

(ii) En réponse à une DDR dans le cadre de l'examen du MRI, le Distributeur présente au tableau R-3.1, l'historique autorisé/réel (M\$) des rubriques suivantes :

**TABLEAU R-3.1 :  
 HISTORIQUE AUTORISÉ / RÉEL (M\$)**

Années	Rendement associé aux dépenses capitalisables - IEE <sup>2</sup>				Amortissement - IEE <sup>2</sup>				Charges d'exploitation - IEE <sup>3</sup>			
	Autorisé	Réel <sup>1</sup>	Écarts		Autorisé	Réel <sup>1</sup>	Écarts		Autorisé	Réel <sup>1</sup>	Écarts	
			M\$	%			M\$	%			M\$	%
2004	4,7	2,1	(2,6)	-55%	9,2	7,6	(1,6)	-17%				s.o.
2005	5,0	4,9	(0,1)	-2%	16,3	16,9	0,6	4%				s.o.
2006	12,4	10,5	(1,9)	-15%	38,3	32,6	(5,7)	-15%				s.o.
2007	21,3	20,0	(1,3)	-6%	47,9	46,0	(1,9)	-4%				s.o.
2008	31,8	29,2	(2,6)	-8%	66,4	62,6	(3,8)	-6%				s.o.
2009	39,7	37,8	(1,9)	-5%	83,1	82,4	(0,7)	-1%				s.o.
2010	51,3	50,2	(1,1)	-2%	98,6	98,0	(0,6)	-1%				s.o.
2011	64,6	59,3	(5,3)	-8%	111,0	104,9	(6,1)	-5%				s.o.
2012	65,4	61,2	(4,2)	-6%	129,6	125,8	(3,8)	-3%	44,1	30,6	(13,5)	-31%
2013	60,4	59,9	(0,5)	-1%	141,7	140,5	(1,2)	-1%	35,0	29,4	(5,6)	-16%
2014	65,3	64,0	(1,3)	-2%	151,7	151,8	0,1	0%	34,5	23,7	(10,8)	-31%
2015	59,0	58,0	(1,0)	-2%	160,8	160,7	(0,1)	0%	35,0	20,0	(15,0)	-43%
2016	50,3	49,6	(0,7)	-1%	166,4	166,4	-	0%	30,1	16,5	(13,6)	-45%
2017	43,9	42,2	(1,7)	-4%	156,4	156,4	-	0%	20,0	20,0	-	0%

Années	Dépense de mauvaises créances				Stratégie d'entente à faible revenu (MFR) <sup>4</sup>				Maîtrise de la végétation			
	Autorisé	Réel <sup>1</sup>	Écarts		Autorisé	Réel <sup>1</sup>	Écarts		Autorisé	Réel <sup>1</sup>	Écarts	
			M\$	%			M\$	%			M\$	%
2004	34,7	40,2	5,5	16%			s.o.	s.o.	36,7	48,5	11,8	32%
2005	37,6	39,2	1,6	4%			s.o.	s.o.	47,5	51,0	3,5	7%
2006	40,1	41,9	1,8	4%			s.o.	s.o.	48,1	57,6	9,5	20%
2007	45,2	54,6	9,4	21%			s.o.	s.o.	59,8	56,8	(3,0)	-5%
2008	49,0	77,7	28,7	59%	2,8	1,3	(1,5)	-54%	61,9	59,0	(2,9)	-5%
2009	46,5	70,7	24,2	52%	5,5	2,2	(3,3)	-60%	67,1	63,1	(4,0)	-6%
2010	75,5	134,1	58,6	78%	9,6	6,0	(3,6)	-38%	69,7	68,3	(1,4)	-2%
2011	67,7	88,4	20,7	31%	12,4	6,7	(5,7)	-46%	69,5	66,9	(2,6)	-4%
2012	68,1	77,8	9,7	14%	8,5	10,9	2,4	28%	70,2	69,5	(0,7)	-1%
2013	75,6	78,3	2,7	4%	11,6	17,7	6,1	53%	69,2	64,7	(4,5)	-7%
2014	75,2	79,8	4,6	6%	17,8	25,4	7,6	43%	66,0	54,3	(11,7)	-18%
2015	92,7	86,4	(6,3)	-7%	7,1	13,8	6,7	94%	70,6	67,1	(3,5)	-5%
2016	89,5	85,6	(3,9)	-4%	16,3	6,1	(10,2)	-63%	65,7	64,5	(1,2)	-2%
2017	68,3	67,1	(1,2)	-2%	31,7	25,7	(6,0)	-19%	67,5	67,1	(0,4)	-1%

<sup>1</sup> Année de base pour 2017

<sup>2</sup> Inclut le rendement et l'amortissement relatifs au TEQ (anciennement BBEI) avant 2012.

<sup>3</sup> Le Distributeur rappelle que, avant 2012, ces coûts étaient capitalisés aux investissements.

<sup>4</sup> Le Distributeur rappelle que la stratégie MFR a été mise en place à compter de 2008.

## Demandes :

25.1 Veuillez déposer l'évolution de la moyenne des 13 soldes de l'ensemble de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement » incluse dans la base de tarification, selon le même format du tableau 7.

25.2 Veuillez déposer l'évolution de la charge d'amortissement de l'ensemble de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement », selon le même format du tableau 7.

25.3 Veuillez déposer l'historique autorisé/réel (M\$) de l'ensemble de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement » sur la période de 2006 à 2019, selon le même format du tableau R-3.1, pour chacun des éléments suivants :

- Charge d'amortissement;
- Rendement de la base de tarification;
- Base de tarification (moyenne des 13 soldes).

25.4 Veuillez déposer l'historique autorisé/réel (M\$) sur la période 2006 à 2019, selon le même format du tableau R-3.1, pour chacun des éléments suivants :

- Base de tarification (moyenne des 13 soldes), excluant le compte de nivellement pour aléas climatiques, IEÉ et TEQ<sup>1</sup>;
- Base de tarification (moyenne des 13 soldes), excluant le compte de nivellement pour aléas climatiques, IEÉ et TEQ<sup>2</sup> ainsi que l'ensemble des « Contributions à des projets de raccordement ».

26. Référence : Pièce [B-0021](#), p.13 et 14.

**Préambule :**

« Le tableau 9 illustre et compare pour les trois années d'application de la Formule d'indexation l'évolution attendue de l'ensemble des coûts liés aux contributions à des projets de raccordement dans le cas où cette rubrique est traitée en bloc à titre d'élément couvert par la Formule d'indexation et dans le cas où elle est traitée en coût de service.

**TABLEAU 9 :  
 CONTRIBUTIONS CUMULATIVES TOTALES (M\$)**

	D-2018-025 (1)	Formule d'indexation (2)				Coût de service (3)				Variation (manque à gagner)			
		2019	2020	2021	Total	2019	2020	2021	Total	2019	2020	2021	Total
Amortissement	12,6	12,8	13,0	13,2	39,0	18,5	18,7	19,1	56,3	5,7	5,7	5,9	17,3
Rendement	29,4	29,9	30,3	30,8	91,0	44,6	43,8	43,6	132,0	14,7	13,5	12,8	41,0
	42,0	42,7	43,3	44,0	130,1	63,1	62,5	62,7	188,3	20,4	19,1	18,7	58,2

(1) Amortissement voir Dossier R-4011-2017, HQD-9, document 7, tableau 13 (B-0040)

Rendement, BT moyenne de 414,985 M\$ (voir Dossier R-4011-2017, HQD-19, document 1, section 5 (B-0232)) x 7,083 %

(2) Soit le montant de la colonne D-2018-025 indexé @ 1,6 % (voir tableau 2) pour 2019, et maintenu fixe pour 2020 et 2021

(3) Les années 2020 et 2021 tiennent compte d'une prévision de contributions de 11,3 M\$ et de 79,6 M\$ respectivement

Suivant les données présentées au tableau, il appert que le manque à gagner pour les trois années d'application du MRI s'élève à 58,2 M\$, chacune des années étant affectée par l'impact de la contribution de 2018 comme illustré au tableau 8.

Le Distributeur constate donc que le traitement des contributions dans la Formule d'indexation introduit pour les trois prochaines années un biais récurrent dont l'impact sur les revenus requis dépasse le seuil de 15 M\$ ».

<sup>1</sup> Excluant d'autres rubriques pour les fins de comparaison (par exemple en 2006 : « Actif au titre des prestations constituées »). Veuillez indiquer une note au tableau s'y afférent.

<sup>2</sup> *idem*

**Demande :**

26.1 Veuillez expliquer comment a été établi les prévisions des contributions de 11,3 M\$ en 2020 et 79,6 M\$ en 2021, présentées à la note 3 du tableau 9. Veuillez qualifier la « prévisibilité » de ces prévisions.

- 27. Références :** (i) Pièce [B-0021](#), p. 22;  
 (ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0232](#), p. 7 à 9.

**Préambule :**

(i) « Le tableau A-2 présente, conformément à la décision D-2018-067, le calcul du taux pondéré appliqué à la Formule d'indexation. Ce calcul est basé sur les coûts reconnus pour 2018, soit de 2 587,6 M\$ avant l'ajustement lié aux contributions à des projets de raccordement demandé à titre de Facteur Y ». [nous soulignons]

**TABLEAU A-2 :  
 FACTEUR I – TAUX PONDÉRÉ 2019**

Répartition des coûts couverts par la Formule d'indexation selon la décision D-2018-067	Rémunération	Autres coûts	Total
Charges d'exploitation (incluant le rendement des fournisseurs)	376,4	741,8	1 118,2
<i>Masse salariale - Activités de base</i>	571,5		
<i>Moins : Portion capitalisable de la Masse salariale</i>	(195,1)		
<i>Facturation interne et autres</i>		741,8	
Achats de combustible		85,9	85,9
Amortissement (excluant IEE, TEQ et nivellement)		552,1	552,1
Taxes (excluant TEQ)		60,6	60,6
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs		18,6	18,6
Frais corporatifs (excluant le coût de retraite et son CER)	15,4	15,4	30,7
Rendement (excluant IEE et TEQ)		721,5	721,5
	<b>391,7</b>	<b>2 195,9</b>	<b>2 587,6</b>
<b>Facteur de pondération</b>	<b>15,1%</b>	<b>84,9%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Taux pondéré 2019 (année civile)</b>			<b>1,17%</b>
EERH pour le Québec - Tableau 14-10-0203-01 (anc. 281-0026, CANSIM) (moyenne 3 ans)	2,1%		
IPC Québec - Tableau 18-10-0004-01 (anc. 326-0020, CANSIM) (moyenne 12 mois)		1,0%	

(ii) Le Distributeur présente les revenus requis détaillés et autorisés en 2018.

**Demandes :**

- 27.1 Veuillez fournir le calcul basé sur les coûts reconnus pour 2018, soit de 2 545,6 M\$ après l'ajustement lié aux contributions à des projets de raccordement demandé à titre de Facteur Y, selon le même format du tableau A-2.
- 27.2 Veuillez fournir le détail du calcul de la rubrique « Masse salariale – Activités de base » (571,5 M\$), la portion capitalisable de la masse salariale (-195,1 M\$) et la rubrique « Facturation internes et autres » (741,8 M\$). Veuillez faire le lien avec les données détaillées des revenus requis autorisés en 2018 (référence (ii)).

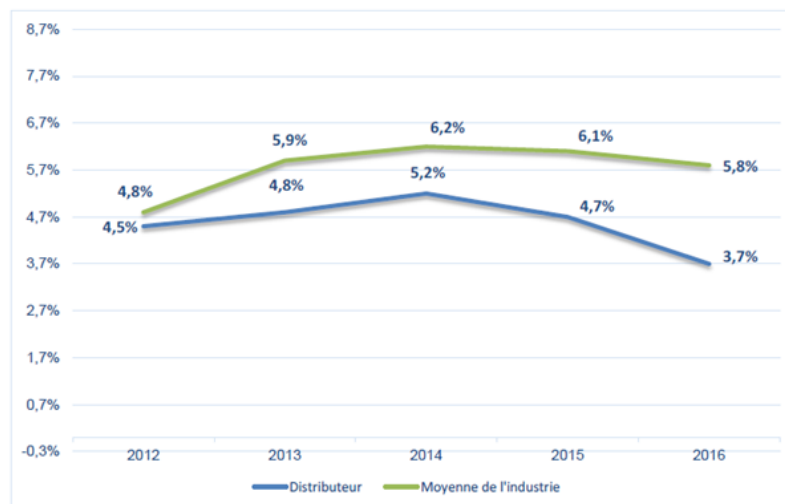
**INDICATEUR DE PERFORMANCE RELATIF AUX INVESTISSEMENTS**

28. **Références :** (i) Pièce [B-0022](#), p. 25;  
(ii) Pièce [B-0022](#), p. 26 et 27.

**Préambule :**

(i)

**FIGURE A-1 :**  
**INVESTISSEMENTS ANNUELS PAR RAPPORT AUX IMMOBILISATIONS NON AMORTIES**  
**COMPARAISON ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET L'INDUSTRIE**



« L'indicateur de la moyenne de l'industrie affiche une stabilité depuis 2013 (année où deux compagnies en particulier expliquent la croissance de 4,8 % à 5,8 %). Pour sa part, l'indicateur du Distributeur poursuit sa décroissance amorcée en 2014, après deux années d'augmentation de ses investissements en raison notamment du projet Lecture à distance (LAD) ».

(ii) « Plusieurs étapes se sont avérées nécessaires afin de déterminer les facteurs ayant une relation directe et stable avec les investissements additionnels requis. Le Distributeur a axé ses travaux sur les investissements dans son programme d'équipements et sur ceux requis pour le renouvellement des actifs. Ces deux catégories représenteront environ 45 % des investissements en 2019.

#### *Programme d'équipements*

*En 2019, les investissements dans le programme d'équipements compteront pour environ la moitié de la catégorie Croissance de la demande. Ces investissements visent notamment à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements du réseau de distribution. Ils permettent également d'assurer la conformité du réseau aux critères d'architecture normalisés et à solutionner les problèmes de surcharge des postes satellites.*

*Le Distributeur a analysé la croissance globale du nombre d'abonnés de même que l'évolution de la charge globale de l'ensemble du réseau de distribution afin d'évaluer leur corrélation avec le niveau d'investissements lié au programme d'équipements. Or, le Distributeur conclut qu'il n'y a aucune corrélation directe entre ces éléments puisque les projets liés au programme d'équipements sont initiés sur la base de problèmes déclenchés par la croissance locale. Il ne peut, par conséquent, se servir de cette corrélation comme base à l'établissement d'un indicateur interne.*

[...]

*La particularité des projets en programme d'équipements est qu'ils répondent à des enjeux locaux difficiles à capter avec des indicateurs de croissance à l'échelle du réseau de distribution. De plus, sur une base historique, les investissements ne représentent qu'une fraction des besoins du réseau, le reste étant inscrit aux charges d'exploitation. Pour ces raisons, il est difficile d'établir un lien direct entre les budgets d'investissement et les besoins du réseau, notamment sur une base annuelle. Ainsi, le Distributeur n'entrevoit pas être en mesure d'élaborer des indicateurs probants pour juger du caractère raisonnable des investissements en programme d'équipements.*

[...]

#### *Renouvellement des actifs :*

*Les investissements pour le renouvellement des actifs comptent pour près des deux tiers des montants de la catégorie Maintien des actifs. Les principaux actifs visés sont les poteaux, les conducteurs et câbles (aériens et souterrains), les structures souterraines et les canalisations, ainsi que les transformateurs (aériens et souterrains).*

[...]

*Considérant que les transformateurs aériens constituent une bonne proportion des actifs, le Distributeur s'est d'abord concentré sur les transformateurs aériens pour valider sa démarche.*

*Le réseau de distribution compte un peu plus de 680 000 transformateurs aériens. Selon la planification actuelle, le taux de remplacement planifié est de l'ordre de 1 % du parc actuel de transformateurs, dont 85 % est lié à des causes externes pour lesquelles le Distributeur ne peut se prémunir. Ces chiffres sont basés sur une moyenne historique. En tenant compte des analyses plus détaillées effectuées par le Distributeur, le taux de remplacement planifié serait de 1,1 %. Cet écart étant négligeable, les résultats de cette analyse ne permettent pas d'améliorer significativement pour le moment la planification des investissements ». [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 28.1 Veuillez fournir les données qui ont permis de calculer la proportion des investissements annuels par rapport aux immobilisations non amorties du Distributeur pour la période de 2013 à 2016.
- 28.2 Veuillez indiquer les étapes que le Distributeur a jugé nécessaires pour déterminer les facteurs ayant une relation directe avec les investissements additionnels requis.
- 28.3 Étant donné que les investissements dans le programme d'équipements et dans le renouvellement des actifs représentent environ 45 % des investissements de 2019, veuillez indiquer si parmi les 55 % des investissements qui restent, il y aurait des éléments qui peuvent être pertinents dans l'analyse du Distributeur.
- 28.4 Veuillez présenter les résultats de l'analyse sur la croissance globale du nombre d'abonnés et l'évolution de la charge globale de l'ensemble réseau de distribution.
- 28.5 Selon le Distributeur, les investissements sur le programme d'équipements représentent qu'une fraction des besoins du réseau. Veuillez quantifier cette fraction.
- 28.6 Veuillez indiquer la part des transformateurs dans les actifs à renouveler.
- 28.7 Veuillez indiquer la moyenne historique sur laquelle le Distributeur se base pour planifier le remplacement des transformateurs. Veuillez également préciser la nature des causes externes pour lesquelles le Distributeur ne peut pas se prémunir. Veuillez expliquer.
- 28.8 Veuillez fournir les résultats des analyses effectuées par le Distributeur quant au renouvellement des actifs, notamment, celles sur les transformateurs.

## COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS

- 29. Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#), p. 29 et 9;
  - (ii) Rapport annuel 2017, pièce [B-0016](#), p. 8.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau B-1, la prévision d'avril (4 mois réels et 8 mois projetés) du compte de *pass-on* pour l'année 2018. Il indique que :

*« Établi sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés, le solde du pass-on 2018 de 36,6 M\$ (débitteur) est versé aux revenus requis de l'année témoin 2019. Ce montant inclut un ajustement de 25,0 M\$ (débitteur) relatif à l'entente globale cadre pour l'année réelle 2017, comptabilisé en 2018. En effet, les données finales de l'entente globale cadre n'étant connues qu'après la fin de l'année réelle, l'ajustement qui en découle est comptabilisé l'année subséquente »* [nous soulignons]

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 4, le compte de *pass-on* pour l'année historique 2017, dont un ajustement de 2,8 M\$ (débitteur) relatif à l'entente globale cadre pour l'année réelle 2016, comptabilisé en 2017.

**Demandes :**

- 29.1 Veuillez expliquer l'écart entre l'ajustement relatif à l'entente globale cadre pour l'année réelle 2017 (25,0 M\$) et celui pour l'année réelle de 2016 (2,8 M\$).
- 29.2 Veuillez déposer la mise à jour de la prévision sur la base de 9 mois réels et 3 mois projetés du compte de *pass-on* pour l'année 2018, selon le même format du tableau B-1.



## INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

### GDP résidentielle

- 30. Références :** (i) Pièce [B-0026](#), p. 14;  
(ii) Pièce [B-0026](#), p. 25 et 27.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente l'état d'avancement de ses projets-pilotes ou expérimentaux de charges résidentielles télécommandées ou interruptibles. Certains résultats n'ont pas été concluants.
- (ii) Aux tableaux A-1 et A-3, le Distributeur demande un budget additionnel de 3 M\$ pour un impact additionnel de 5,3 MW pour les *Charges interruptibles résidentielles*.

**Demande :**

- 30.1 Veuillez présenter les mesures et les projets de *Charges interruptibles résidentielles* pour lesquels le Distributeur réclame un budget en référence (ii), en justifier le budget réclamé et expliquer comment l'impact de 5,3 MW a été évalué.

- 31. Référence :** Pièce [B-0026](#), p. 15.

**Préambule :**

*« D'une période de pointe à l'autre, le gain moyen de tous les clients s'est situé dans une plage de valeurs comprises entre 4,9 et 7,0 kW. Le gain moyen pour les cinq périodes de pointe télécommandées a été estimé à 6,0 kW. La température extérieure prévalant pendant chacune des périodes de pointe explique en bonne partie la variation du gain. En effet, les résultats montrent que le gain est d'autant plus élevé qu'il fait froid à l'extérieur. L'événement du 3 février 2017 est celui où le gain moyen du groupe est le plus faible, soit 4,9 kW, et il correspond à une température extérieure de -7,6°C, une valeur anormalement chaude pour une période de pointe. En excluant cet événement particulier, le gain moyen de tout le groupe de participants est de 6,2 kW pour l'ensemble de l'hiver ». [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 31.1 Veuillez expliquer les raisons de la pointe du 3 février 2017 alors que la météo était favorable cette journée.

31.2 Pour les cinq dernières années, veuillez indiquer la fréquence des « événements particuliers » au cours de la période hivernale, soit les pointes de consommation observées à une date où la température était anormalement chaude.

**32. Référence :** Pièce [B-0026](#), p. 15.

**Préambule :**

*« En ce qui concerne la nouvelle offre proposée dans ce sondage (c'est-à-dire qu'Hydro-Québec télécommanderait les systèmes de chauffage biénergie à distance), une proportion de 5 % seulement indique y être « certainement ouverts » alors que 22 % y seraient « probablement ouverts ». À l'inverse, environ les deux tiers des clients DT consultés ne semblent pas démontrer d'intérêt pour une telle offre de biénergie télécommandée qui nécessiterait un changement au tarif D ».*

**Demandes :**

32.1 Veuillez déposer le questionnaire du sondage et le cas échéant, les informations complémentaires demandées aux clients DT sondés.

32.2 Veuillez expliquer et élaborer sur les résultats présentés en préambule.

**33. Références :**

- (i) Pièce [B-0026](#);
- (ii) Dossier R-4043-2018, pièce [B-0018](#), p. 4;
- (iii) Dossier R-3986-2016, pièce [B-0011](#), p. 85 à 87 ;
- (iv) [État d'avancement 2017](#) du plan d'approvisionnement 2017-2026, p. 20;
- (v) Dossier R-4046-2017, pièce [C-ROEÉ-0004](#);
- (vi) Dossier R-4046-2017, pièce [B-0017](#), p. 4.

**Préambule :**

(i) La Régie ne trouve aucune mention du Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉRA) dans la preuve relative aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur. La Régie observe une diminution du budget et des résultats anticipés pour les interventions en efficacité énergétique en réseaux autonomes entre la décision D-2018-025 et la présente demande du Distributeur, le premier passant de 8,7 millions à 3,6 millions de dollars en 2019 tandis que les seconds passent de 4,8 GWh à 1,7 GWh ;

(ii) Transition énergétique Québec (TEQ) présente les prévisions de réduction de la consommation énergétique en Gigajoules, pour les années 2018-2019 à 2022-2023 ci-dessous :

Réseaux autonomes						
77.1. Caractérisation des potentiels solaire et éolien en réseaux autonomes (HQ)						
77.1. Caractérisation des potentiels solaire et éolien en réseaux autonomes (SPN)						
78.1. Mettre en place des projets de démonstration technologique en réseaux autonomes (HQ)						
78.2. Utilisation d'énergie renouvelable pour le chauffage de l'eau et des espaces (HQ)						
79.1. Convertir en tout ou en partie la production d'électricité vers des sources renouvelables ou à faible empreinte carbone (HQ)						
80.1. Intégrer l'énergie renouvelable dans les réseaux isolés (TEQ)						IND
81.1. Normes pour les bâtiments du Nord Québécois (TEQ)	0	224	2 473	2 697	2 697	8 091
82.1. Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) en réseaux autonomes (HQ)	499 297	0	0	0	0	499 297
82.2. Déployer toutes les mesures d'économie d'énergie rentables et commercialement acceptables pour la clientèle incluant la sensibilisation (HQ)	14 400	14 400	14 400	14 400	14 400	72 000

(iii) Le Distributeur présente les Tableaux 3E-1, 3E-2 et 3E-3 incluant, ci-dessous, la fin du tableau 3E-3 indiquant l'impact global du PUEÉ pour l'ensemble des réseaux autonomes :

Réseaux autonomes											
Economies d'énergie:											
Besoins en énergie (GWh)	18,3	26,2	28,1	29,9	31,8	33,6	35,4	37,3	39,1	41,0	42,8
Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup>	5,2	6,3	6,7	7,2	7,6	8,0	8,5	8,9	9,4	9,8	
Utilisation efficace de l'énergie:											
Besoins en énergie (GWh)	223,5	227,6	232,9	238,4	244,8	249,5	254,9	260,1	266,1	270,2	275,0
Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup>	66,2	67,4	68,9	70,5	72,3	73,6	75,1	76,6	78,3	79,5	

(iv) Le Distributeur explique :

*« Le Distributeur maintient la stratégie annoncée dans le Plan, soit assurer la fiabilité des approvisionnements tout en minimisant les coûts. Ainsi, pour faire face aux déficits de puissance prévus sur l'horizon du Plan, les interventions en efficacité énergétique sont priorisées afin de réduire les besoins, suivies par le déploiement de moyens permettant de retarder l'implantation d'équipements permanents de production. »*

*Le Distributeur poursuivra sa campagne de sensibilisation en efficacité énergétique pour l'hiver 2017-2018 auprès de la clientèle résidentielle, afin que cette dernière adopte les comportements éconergétiques par temps froid et plus spécifiquement durant les heures de pointe.*

*De plus, le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) est toujours offert dans les réseaux admissibles et le Distributeur validera régulièrement sa rentabilité économique suivant l'évolution du mode de production de l'électricité dans ces réseaux ». [nous soulignons]*

(v) Le Distributeur mentionne :

*« Les clients actuellement inscrits continueront de recevoir une compensation à l'achat du combustible et de bénéficier du service d'entretien, de dépannage et de remplacement des équipements.*

*[...]*

*Par contre, d'ici à ce que la stratégie soit établie, nous n'accepterons aucune nouvelle inscription au programme ».*

(vi) le Distributeur explique :

*« Le projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré est un projet majeur. Les études en cours et futures permettront au Distributeur de préciser les coûts, les délais de réalisation ainsi que les risques.*

*Le Distributeur réalisera le raccordement des Îles-de-la-Madeleine si les évaluations préliminaires se confirment* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

33.1 Veuillez confirmer que le Distributeur n'envisage pas de contribution du Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉRA) après l'année 2018-2019, tel qu'indiqué aux références (i) et (ii).

33.1.1. Dans l'affirmative, veuillez élaborer sur l'impact de l'arrêt du PUEÉRA sur les éléments suivants :

- Consommation de combustibles fossiles dans les réseaux autonomes pour la fourniture d'électricité;
- Frais d'exploitation pour le Distributeur, notamment l'achat de combustibles;
- Besoin additionnel en investissement au niveau de chaque réseau autonome.

33.1.2. Le cas échéant, veuillez mettre à jour les estimations du Distributeur quant à la contribution du PUEÉRA pour 2018-2019 et ses prévisions pour 2019-2020, en GWh, en GW et les budgets associés.

33.2 Veuillez concilier la diminution du budget et de l'impact des interventions en efficacité énergétique en réseaux autonomes à la référence (i) et le maintien des économies d'énergie en réseaux autonomes à l'action 82.2 de la référence (ii).

## **REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ**

**34. Référence :** Pièce [B-0027](#), p. 4.

**Préambule :**

*« 1.1.5. Pénalité – résiliation de contrat*

*L'année de base 2018 inclut un montant non récurrent de 46,5 M\$ qui découle de l'imposition d'une pénalité à un client industriel pour mettre fin à son contrat de fourniture d'électricité. »*

**Demande :**

34.1 Veuillez indiquer quand le Distributeur a pu confirmer l'encaissement du montant de 46,5 M\$ qui est associé à la rubrique pénalité-réalisation de contrat.

**MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE**

- 35. Références :**
- (i) Pièce [B-0028](#), p. 5 et 6;
  - (ii) Pièce [B-0028](#), p. 6;
  - (iii) Pièce [B-0028](#), p. 6 et 7;
  - (iv) Pièce [B-0028](#), p. 7 et 8;
  - (v) Pièce [B-0028](#), p. 8.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur explique :

*« Toutefois, malgré ces efforts de communication, le Distributeur est souvent confronté à de la résistance et des retards, causant ainsi des délais dans la conversion de tension d'un groupe de lignes de distribution d'électricité, dont celles alimentant les clients visés. Cette résistance des clients est notamment liée au fait qu'ils se voient dans l'obligation de déboursier des sommes pour un projet initié par le Distributeur.*

*Pour ces raisons, le Distributeur propose trois mesures qui faciliteraient, d'une part, les relations avec les clients et, d'autre part, qui clarifieraient les actions pouvant être réalisées par le Distributeur lorsqu'il est confronté à de la résistance des clients. Ces mesures sont :*

- *la bonification des compensations offertes aux clients;*
- *la clarification des CS quant à la possibilité d'interrompre le service d'électricité;*
- *l'ajout d'un avis aux tiers pouvant être touchés par la conversion de tension ». [nous soulignons]*

(ii) Le Distributeur mentionne :

*« D'ici 2030, plus de 20 postes du Transporteur situés à Montréal seront convertis à la tension 25 kV. En cohérence avec ces projets de conversion des postes, le Distributeur procédera à la conversion de tension de plusieurs lignes de distribution d'électricité, laquelle touchera environ 470 clients. Ces clients devront procéder à des travaux afin de mettre aux normes leur installation électrique pour qu'elle puisse recevoir la tension 25 kV. Or, la plupart de ces clients sont alimentés en souterrain dans des endroits hautement densifiés. L'espace disponible étant par conséquent restreint, les travaux requis pour la mise aux normes sont plus onéreux pour le client ».*

(iii) Le Distributeur explique :

« À la suite d'un avis du Distributeur informant le client d'une prochaine conversion de tension, ce dernier doit déterminer, entre la basse tension et la moyenne tension, le mode d'alimentation le plus approprié en fonction de ses besoins et paramètres de consommation futurs. Le client, alimenté à 12 kV et dont les équipements actuels sont incompatibles à la nouvelle tension 25 kV, requiert généralement un avis technique d'une firme d'ingénierie reconnue. La réalisation d'une étude de faisabilité de l'une ou l'autre des options possibles en fonction de son profil permet en outre d'aider le client à choisir un nouveau mode d'alimentation et, par le fait même, d'accélérer son processus de conversion.

Dans ce contexte, le Distributeur propose d'offrir au client une compensation d'un montant maximum de 10 000 \$ afin de faire réaliser ce type d'étude. Sur la base de son expérience, le Distributeur juge ce montant raisonnable et suffisant pour permettre au client de bien confirmer son choix en fonction de ses besoins actuels et futurs ». [nous soulignons]

(iv) Le Distributeur indique :

« le Distributeur propose d'assumer une partie des coûts, en offrant une compensation d'un montant maximum de 60 000 \$ aux clients qui devraient installer une CSI ou une CHS. Ce montant représente le coût moyen d'installation d'une base de CSI et une portion du coût des ouvrages civils ». [nous soulignons]

(v) Le Distributeur propose :

« Le Distributeur propose également d'ajouter un bloc intitulé « Interruption du service d'électricité » à l'article 16.2.3. Il y serait notamment indiqué que si les travaux requis par le client ne sont pas effectués, le Distributeur transmet alors un avis d'interruption de service, et ce, au moins 9 jours avant la date de la conversion de tension ».

## **Demandes :**

35.1 En lien avec la référence (i), veuillez indiquer pour chacune des cinq dernières années :

35.1.1. Le nombre total de projets de conversion de tension et le nombre total de clients ayant dû réaliser des travaux de mise aux normes de leurs installations électriques en raison de ces projets.

35.1.2. Le nombre total de clients ayant dû réaliser des travaux de mise aux normes de leurs installations électriques en raison de projet de conversion de tension du Distributeur et ayant généré des retards dans l'exécution des projets du Distributeur.

35.1.3. Le nombre de projets de conversion de tension retardés spécifiquement en raison de la résistance et des retards des clients pour effectuer les travaux de mise aux normes des installations électriques.

- 35.2 En lien avec la référence (ii), veuillez indiquer les postes et lignes de distribution d'électricité du Distributeur visées par la conversion des postes du Transporteur d'ici 2030.
- 35.3 En lien avec la référence (iii), veuillez justifier davantage le montant de la compensation établi par le Distributeur et élaborer sur l'expérience du Distributeur relative à la détermination de ce montant. Veuillez notamment indiquer si le Distributeur a effectué un balisage des coûts pour ce type d'étude auprès de firmes d'ingénierie ou de clients.
- 35.4 En lien avec la référence (iv), pour l'ensemble des clients ayant installé une cabine de sectionnement intégré ou une chambre de sectionnement hors sol au cours des cinq dernières années afin de répondre aux exigences du Distributeur, veuillez indiquer les estimations du Distributeur relatives :
- 35.4.1. au coût moyen des travaux totaux;
  - 35.4.2. au coût moyen des ouvrages civils;
  - 35.4.3. au coût moyen assumé par le client et celui pris en charge par le Distributeur.
- 35.5 Veuillez indiquer si et comment le Distributeur a pris en compte les éventuelles contraintes liées aux activités de ces clients dans la détermination du délai de 9 jours mentionné à la référence (v).

- 36. Références :**
- (i) Décision [D-2017-072](#), p. 7;
  - (ii) Pièce [B-0028](#), p. 11.

**Préambule :**

- (i) La Régie écrit :

*« [23] Elle demande également au Distributeur de communiquer avec tous les clients qui ont une entrée électrique de 400 A, afin de les informer de l'élargissement de l'option de retrait et de la possibilité d'obtenir un compteur non communicant aux conditions qui s'appliqueront ».*

- (ii) Le Distributeur écrit :

*« Le Distributeur prévoit faire le même type de refonte pour les pages Web dédiées à la clientèle résidentielle. »*

**Demandes :**

- 36.1 Veuillez indiquer les actions menées par le Distributeur pour informer les clients mentionnés à la référence (i) en 2017 et en 2018.
- 36.2 Veuillez indiquer l'échéancier prévu par le Distributeur pour la réalisation de la refonte des pages web dédiées à la clientèle résidentielle, mentionnée à la référence (ii).

**37. Référence :** Décision [D-2017-118](#), p. 165.

**Préambule :**

À la référence, la Régie écrit :

« [681] *En regard de la proposition de l'APCHQ à l'effet que toute demande de prolongement ou de modification de réseau soit assortie d'une caution de la part du demandeur, la Régie ne juge pas opportun de mettre sur pied un groupe de travail. Toutefois, elle demande au Distributeur de faire un suivi sur la possibilité d'exiger une telle caution pour certaines demandes de prolongement ou de modification de réseau lors d'un prochain dossier tarifaire* ».

**Demande :**

37.1 Veuillez élaborer sur l'état d'avancement de la réflexion du Distributeur quant à la possibilité d'exiger une caution telle qu'indiquée à la référence.

**38. Références :** (i) Pièce [B-0028](#), p. 21 et 25;  
(ii) Conditions de service en vigueur, articles 7.1.2 et 14.3.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur modifie les articles 7.1.2 et 13.7 des Conditions de service comme suit :

« 7.1.2 *Cas d'interruption du service d'électricité avec avis*  
*Hydro-Québec peut refuser ou interrompre le service d'électricité dans l'un ou l'autre des cas ci-dessous. Avant d'interrompre le service, elle transmet un avis d'interruption.*

[...]

e) *L'installation électrique ou le compteur n'a pas été approuvée ou autorisée par une autorité compétente en vertu de toute disposition législative ou réglementaire applicable.*

[...] ».

« 13.7 *Appareillage de mesure fourni par Hydro-Québec*  
*L'électricité qui vous est livrée est mesurée au moyen de l'appareillage de mesure choisi, fourni et installé par Hydro-Québec. Le compteur installé doit être approuvé ou autorisé par une autorité compétente en vertu de toute disposition législative ou réglementaire applicable.*

*Les modalités suivantes s'appliquent :*

[...] ».

Le Distributeur justifie ces modifications en indiquant qu'il souhaite mieux faire ressortir le rôle de Mesures Canada dans l'homologation des compteurs qui sont installés chez les clients, notamment dans le contexte des sceaux échus.



(ii) En vertu des articles 7.1.2 et 14.3 des Conditions de service, le Distributeur dispose de certains droits :

- En vertu de l'article 14.3, bloc 1, paragraphe a) des Conditions de service, le Distributeur peut accéder à une propriété desservie, notamment pour l'enlèvement de tout équipement qui lui appartient, y incluant un compteur dont le sceau est échu.
- En vertu de l'article 7.1.2, alinéa 1, paragraphe b) des Conditions de service, le Distributeur peut interrompre le service lorsqu'il n'a pas accès à ses équipements.
- En vertu de l'article 14.3, bloc 4 des Conditions de service, le Distributeur peut facturer des frais d'inaccessibilité et des frais mensuels de relève lorsqu'il n'a pas accès à un compteur autre qu'un compteur communicant. Les frais mensuels de relève cessent de s'appliquer lorsque le service est interrompu ou lorsque le compteur est remplacé par un compteur communicant.

**Demandes :**

38.1 Veuillez préciser le problème auquel le Distributeur souhaite remédier par l'ajout des mots « ou le compteur » à l'article 7.1.2, alinéa 1, paragraphe (e) des Conditions de service.

38.2 Veuillez préciser la nécessité d'ajouter une disposition permettant au Distributeur d'interrompre le service d'électricité lorsque le sceau d'un compteur est échu, considérant les articles indiqués à la référence (ii), lesquels permettent notamment au Distributeur d'accéder à une propriété desservie pour enlever ses équipements et d'interrompre le service lorsque cet accès est refusé.

38.3 Le Distributeur justifie la modification à l'article 7.1.2 alinéa 1, paragraphe e) des Conditions de service en indiquant qu'il souhaite faire mieux ressortir le rôle de Mesures Canada dans l'homologation des compteurs qui sont installés chez les clients, notamment dans le contexte des sceaux échus. Veuillez préciser les autres situations visées par le terme « notamment ».

38.4 Veuillez préciser les dispositions législatives ou réglementaires auxquelles le Distributeur réfère lorsqu'il indique que le compteur doit être approuvé ou autorisé par une autorité compétente « en vertu de toute disposition législative ou réglementaire applicable ».

- 39. Références :**
- (i) Pièce [B-0028](#), p. 21;
  - (ii) Conditions de service en vigueur, article 21.1.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur modifie comme suit l'article 7.1.2 alinéa 1, paragraphe h) des Conditions de service :

*« h) L'installation électrique ou tout équipement de production d'électricité raccordé au réseau de distribution d'électricité et exploité en parallèle de celui-ci n'est pas conforme aux exigences*

*techniques des présentes conditions de service ou, malgré la demande d'Hydro-Québec, les causes de perturbation du réseau ne sont pas éliminées ».*

Le Distributeur justifie comme suit ces modifications :

*« Ajout par souci de clarté et pour inciter les clients à installer l'équipement de production de façon conforme. Ces précisions visent à indiquer aux clients que si les équipements de production d'électricité sont raccordés en parallèle avec le réseau de distribution d'électricité sans l'autorisation préalable du Distributeur ou s'ils perturbent le réseau, les clients peuvent être sujets à une interruption de service alimentant leur lieu de consommation ».*

(ii) L'article 21.1 des Conditions de service définit les termes « installation électrique » et « exigence technique » comme suit :

*« installation électrique : tout équipement électrique et tout poste client alimenté ou destiné à être alimenté par Hydro-Québec, en aval du point de raccordement. L'installation électrique comprend le branchement du client »;*

*« exigence technique : tout ce qui est exigé pour que l'installation électrique du client soit compatible avec le réseau d'Hydro-Québec, ou pour répondre à tout autre besoin lié à l'installation et à l'exploitation de ce réseau ».*

#### **Demandes :**

39.1 Veuillez préciser les exigences techniques des Conditions de service applicables aux équipements de production raccordés au réseau de distribution d'électricité.

39.2 Veuillez préciser si la définition actuelle de l'expression « *exigences techniques* » à l'article 21.1 des Conditions de service englobe les exigences applicables aux équipements de production d'électricité raccordés au réseau de distribution d'électricité et exploités en parallèle de celui-ci. Veuillez élaborer.

**40. Références :** (i) Pièce [B-0028](#), p. 8;  
(ii) Conditions de service en vigueur, article 7.1.2.

(i) *« Comme mentionné précédemment, malgré les efforts de communication déployés, le Distributeur est parfois confronté aux retards pris par les clients dans leurs travaux, causant ainsi un report dans la conversion de tension d'un groupe de lignes de distribution d'électricité. Bien qu'il puisse, dans ces cas, en vertu de l'article 7.1.2 alinéa 1 paragraphe g), interrompre le service d'électricité de ces clients, le Distributeur juge opportun de mieux préciser la modalité et de la situer dans le contexte précis des conversions de tension ».* [nous soulignons]

(ii) *« 7.1.2 Cas d'interruption du service d'électricité avec avis*

*Hydro-Québec peut refuser ou interrompre le service d'électricité dans l'un ou l'autre des cas ci-dessous. Avant d'interrompre le service, elle transmet un avis d'interruption.*

*Vous êtes en défaut de paiement.*

[...]

g) *Vous n'utilisez pas l'électricité conformément aux exigences relatives aux éléments suivants :*

- *la revente d'électricité (article 13.1);*
- *le raccordement d'un équipement en amont de l'appareillage de mesure d'Hydro-Québec (article 13.8);*
- *les caractéristiques techniques de l'installation électrique (article 15.2.1) ;*
- *la puissance disponible (article 15.2.2) ».*

#### **Demande :**

40.1 Veuillez indiquer les extraits de l'article 7.1.2 alinéa 1 paragraphe g) et des articles auxquels cet article réfère qui permettent au Distributeur d'interrompre le service lorsqu'un client résiste ou retarde les travaux préalables à la conversion de tension. Veuillez élaborer.

41. **Référence :** Pièce [B-0032](#), p. 54, 68 et 70.

#### **Préambule :**

Le Distributeur propose d'ajouter les articles 3.5, 4.7 et 4.13 au texte des Tarifs. Ces articles se lisent comme suit :

*« Par ailleurs, si un client met fin à son abonnement de courte durée et en souscrit un autre pour la livraison d'électricité au même endroit et à des fins semblables à l'intérieur d'un délai de 12 périodes mensuelles consécutives, ces deux abonnements sont considérés comme étant un seul et même abonnement pour l'établissement de la puissance à facturer minimale ».*

Le Distributeur justifie ces ajouts comme suit :

*« Ajout d'une disposition afin d'éviter qu'un client ne mette fin à son abonnement pour se soustraire à la facturation de sa puissance à facturer minimale ». [nous soulignons]*

#### **Demandes :**

41.1 Veuillez préciser le nombre de cas où le Distributeur a été confronté à des situations telle que celle soulignée en préambule.

41.2 Veuillez préciser si, dans certains cas, un client pourrait vouloir mettre fin à son abonnement et en souscrire un nouveau à l'intérieur d'un délai de 12 périodes mensuelles consécutives, pour des raisons autres que celle de se soustraire à la facturation de la puissance à facturer

minimale. Dans l'affirmative, pour ces cas, est-il justifié de considérer les deux abonnements visés comme étant un seul et même abonnement pour l'établissement de la puissance à facturer minimale. Veuillez élaborer.

**42. Référence :** Pièce [B-0032](#), p. 211.

**Préambule :**

Le Distributeur propose d'ajouter la disposition suivante dans les Tarifs :

« 10.6 Restriction concernant les abonnements

*Hydro-Québec peut refuser la demande de changement de tarif ou de résiliation de l'abonnement du client si cette demande a pour seul but d'éviter l'application d'une modalité prévue dans les présents Tarifs ».*

**Demandes :**

42.1 Veuillez expliquer le problème auquel le Distributeur souhaite remédier et l'ampleur de ce problème ainsi que la modalité visée.

42.2 Veuillez indiquer comment le Distributeur pourrait déterminer que la demande du client a pour seul but d'éviter l'application d'une modalité prévue dans les Tarifs.

## STRATÉGIE TARIFAIRE

- 43. Références :**
- (i) Pièce [B-0043](#), p. 8;
  - (ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 17;
  - (iii) Pièce [B-0012](#), p. 5;
  - (iv) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0002](#), p. 4 et 10;
  - (v) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0040](#), p. 8;
  - (vi) Décision [D-2006-34](#), p. 72;
  - (vii) Pièce [B-0015](#), p. 23.

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur réitère une fois de plus que le contexte énergétique actuel et la transition énergétique en cours justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D. En effet, le contexte de surplus énergétiques fait en sorte que les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D pour les années 2019 à 2023 se situent bien en-deçà du prix actuel de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie de 9,12 ¢/kWh ». [nous soulignons]

(ii) « Le Distributeur insiste sur le fait que le contexte énergétique actuel et son évolution au cours des prochaines années justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D. Il s'agit d'une approche légitime et probante.

*D'abord, le Distributeur est depuis plusieurs années confronté à un contexte économique et énergétique caractérisé par un ralentissement de la croissance des ventes d'électricité et par l'accumulation de surplus énergétiques. Il en résulte que les coûts évités totaux du chauffage des locaux pour les clients au tarif D pour les années 2018 à 2023 se situent sous le prix actuel de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie de 8,92 ¢/kWh ». [nous soulignons]*

(iii) « *Le Distributeur prévoit des ventes d'électricité de 173 178 GWh pour l'année témoin 2019, soit une croissance de 4 880 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2018.*

*Cette prévision est supérieure de 4 124 GWh par rapport à la prévision des ventes retenue dans la décision D-2018-025 pour l'année témoin 2018 de 169 055 GWh (voir le tableau A-1). Cette croissance marquée est attribuable tant à la clientèle résidentielle (1,1 TWh), dû à la hausse du nombre d'abonnements, qu'à la clientèle commerciale et institutionnelle (1,4 TWh), en raison essentiellement du développement des marchés, notamment celui de l'usage des chaînes de blocs. La croissance des activités industrielles explique le reste de la croissance de la demande (1,6 TWh) ».*

(iv) « *La demande potentielle en électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs est donc largement supérieure aux capacités d'approvisionnement du Distributeur en puissance et en énergie.*

[...]

*Cette forte demande potentielle est donc de nature à compromettre la fiabilité des approvisionnements en énergie et en puissance du Distributeur et nécessiterait, afin de pouvoir y répondre, le lancement d'appels d'offres en puissance et en énergie.*

[...]

*Les demandes annoncées par les clients utilisant de la technologie des chaînes de blocs, y compris du minage de cryptomonnaies, ont été massives, soudaines, inattendues et simultanées, ce qui ne permet pas au Distributeur de procéder à l'attribution de capacité disponible selon une méthode du « premier arrivé, premier servi ». À toutes fins pratiques, ces demandes ont été présentées en même temps ». [nous soulignons]*

(v) « *Selon les résultats du processus de sélection et la décision D-2018-084 concernant les réseaux municipaux, le Distributeur pourrait revoir et ajuster en conséquence les volumes destinés à ce secteur d'activité. Ce processus de sélection permettra au Distributeur de sonder le marché et d'acquérir une connaissance relative aux propositions des soumissionnaires.*

*En effet, sur un horizon de cinq ans, le Distributeur serait en mesure d'approvisionner ses nouveaux clients pour des volumes au-delà du 500 MW à partir des volumes inutilisés de l'électricité patrimoniale, donc à moindre coût.*

*Au-delà de l'horizon de cinq ans, dans un contexte où le volume de l'électricité patrimoniale serait pleinement utilisé, le Distributeur devrait avoir recours à d'autres moyens d'approvisionnement en énergie à des prix plus élevés pour combler les besoins de ce secteur d'activité en plus d'une croissance potentielle des autres secteurs. Dans ce cas, les coûts engendrés par les nouveaux approvisionnements viendraient réduire de façon significative les revenus nets découlant de la vente d'énergie au secteur de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. D'ailleurs, plus le bloc attribué est grand, plus cet effet est marqué. Ainsi, dans ce contexte, les coûts d'approvisionnement pourraient s'avérer supérieurs aux revenus générés par les nouveaux clients de ce secteur d'activité ».* [nous soulignons]

La Régie note que le Distributeur soulignait, au dernier dossier tarifaire, qu'il était depuis plusieurs années confronté à un contexte économique et énergétique caractérisé par un ralentissement de la croissance des ventes d'électricité et par l'accumulation de surplus énergétiques, tel que souligné au préambule (ii), ce qui justifiait de revoir la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D.

Le Distributeur réitère, cette année, que le contexte énergétique actuel et la transition énergétique en cours justifient de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D, tel que souligné au préambule (i).

Par ailleurs, le Distributeur présente au présent dossier une prévision des ventes supérieure de 4 124 GWh à la prévision des ventes retenue dans la décision D-2018-025 pour l'année témoin 2018 de 169 055 GWh, tel qu'indiqué à la référence (iii).

De plus, le Distributeur invoque, au Dossier R-4045-2018, qu'il fait face à une forte demande potentielle de clients utilisant la technologie des chaînes de blocs qui est de nature à compromettre la fiabilité des approvisionnements en énergie et en puissance du Distributeur et qui nécessiterait, afin de pouvoir y répondre, le lancement d'appels d'offres en puissance et en énergie. Il précise que ces demandes ont été massives, soudaines, inattendues et simultanées, tel que souligné au préambule (iv).

(vi) « *La justification du Distributeur relative à l'écart entre les tranches d'énergie, telle qu'elle apparaît au dossier R-3541-2004, est toujours valable. Il ajoute toutefois à sa justification le signal des coûts marginaux. Le Distributeur rappelle qu'un prix fixé en fonction du coût marginal de long terme assure une utilisation optimale des ressources. Le client peut alors agir en fonction du signal de prix sur la partie la plus élastique de sa consommation ».* [nous soulignons]

(vii)

**TABLEAU A-1 :**  
**COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D**  
**EN ¢/kWh DE 2019**

<b>Coûts évités Clients au tarif D</b>											
(En ¢ / kWh)											
	Annuité constante <sup>1</sup> (10 ans)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Chauffage de l'eau</b>	<b>6,72</b>	<b>5,22</b>	<b>5,32</b>	<b>5,42</b>	<b>5,53</b>	<b>5,63</b>	<b>7,15</b>	<b>7,29</b>	<b>7,43</b>	<b>7,57</b>	<b>13,37</b>
<i>Fourniture - Transport</i>	5,44	4,04	4,11	4,19	4,27	4,35	5,84	5,95	6,07	6,18	11,95
<i>Transport - Charge locale</i>	0,94	0,87	0,89	0,91	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,02	1,04
<i>Distribution</i>	0,34	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38
<b>Chauffage des locaux</b>	<b>9,10</b>	<b>6,92</b>	<b>7,06</b>	<b>7,20</b>	<b>7,34</b>	<b>7,49</b>	<b>10,26</b>	<b>10,47</b>	<b>10,68</b>	<b>10,89</b>	<b>16,33</b>
<i>Fourniture - Transport</i>	6,43	4,47	4,55	4,64	4,74	4,83	7,55	7,70	7,85	8,01	13,39
<i>Transport - Charge locale</i>	1,96	1,81	1,84	1,88	1,92	1,95	1,99	2,03	2,07	2,12	2,16
<i>Distribution</i>	0,71	0,65	0,67	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78
<b>Tous les usages</b>	<b>7,66</b>	<b>5,90</b>	<b>6,02</b>	<b>6,13</b>	<b>6,25</b>	<b>6,37</b>	<b>8,37</b>	<b>8,53</b>	<b>8,70</b>	<b>8,87</b>	<b>14,52</b>
<i>Fourniture - Transport</i>	5,79	4,18	4,26	4,34	4,42	4,51	6,47	6,59	6,72	6,85	12,46
<i>Transport - Charge locale</i>	1,37	1,26	1,29	1,32	1,34	1,37	1,40	1,42	1,45	1,48	1,51
<i>Distribution</i>	0,50	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55

<sup>1</sup> Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,445%.

La Régie constate que le prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie au tarif D de 9,12 ¢ au 1<sup>er</sup> avril 2018 est supérieur aux coûts évités pour le chauffage des locaux de 7,21 ¢/kWh en moyenne pour les 5 premières années (2019-2023), mais inférieur aux coûts évités moyens de 11,73 ¢/kWh pour les 5 dernières années (2024-2028), et bien inférieur au coût évité de long terme, à l'horizon de 10 ans, de 16,33 ¢/kWh, en hausse de plus de 38 % par rapport à 11,79 ¢/kWh au dernier dossier tarifaire.

**Demandes :**

- 43.1 Veuillez expliquer comment le contexte énergétique actuel et son évolution au cours des prochaines années diffère par rapport à ce qui était présenté au dossier R-4011-2017, considérant les nouvelles prévisions de vente du Distributeur ainsi que le développement d'une forte demande potentielle, soudaine et inattendue, en électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.
- 43.2 Considérant l'évolution du contexte énergétique et l'incertitude quant à l'impact de la demande en électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, veuillez élaborer sur l'importance de revoir, dès à présent, la stratégie de hausses différenciées des prix d'énergie au tarif D.
- 43.3 Considérant que pour assurer une utilisation optimale des ressources le signal de prix devrait être fixé en fonction du coût marginal de long terme, veuillez élaborer sur les circonstances, les avantages et inconvénients d'utiliser un signal de prix de 2<sup>e</sup> tranche d'énergie basé sur les coûts évités moyens des 5 premières années (2019-2023), plutôt que des 5 dernières années (2024-2028) d'un horizon à long terme de 10 ans.

43.4 Veuillez expliquer la forte hausse des coûts évités au tarif D prévu en 2028 et indiquer quelle confiance place le Distributeur dans sa prévision de coût évité pour le chauffage des locaux de 16,33 ¢/kWh.

43.5 Veuillez expliquer comment devrait être prise en compte et intégrée cette valeur de coût évité pour le chauffage des locaux de 16,33 ¢/kWh dans la structure tarifaire des tarifs domestiques.

- 44. Références :**
- (i) Pièce [B-0043](#), p. 19;
  - (ii) Dossier R-4041-2018, pièce [B-0007](#), p. 9;
  - (iii) Pièce [B-0043](#), p. 29.

**Préambule :**

(i) « *En ce qui a trait aux options de pointe critique, le Distributeur évalue leur contribution requise à un maximum de 100 heures afin de contribuer de manière efficace à la gestion plus fine des aléas de la demande et à la fiabilité de l’approvisionnement de la clientèle. Considérant des plages de 3 ou 4 heures, une limite de 100 heures pendant l’hiver correspond à un maximum se situant entre 25 à 33 événements de pointe critique par hiver.*

[...]

*Les coûts évités servent de balise à l’établissement des tarifs. Ainsi, le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an (\$ 2018 indexé à l’inflation) constitue la valeur maximale pour établir la structure de prix des options tarifaires de tarification dynamique.*

*Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d’énergie en période critique. Le Distributeur estime que ce prix est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d’effacement et de déplacement de la consommation. Son acceptabilité commerciale a d’ailleurs été étudiée lors de la consultation auprès de la clientèle (voir la section 4.4) ». [nous soulignons]*



(ii)

**HISTORIQUE DES INTERRUPTIONS RÉELLES DES PARTICIPANTS**

<b>Option d'électricité interruptible*</b>		
	<b>Heures</b>	<b>Appels</b>
2013-2014	28 à 57	7 à 13
2014-2015	0 à 43	2 à 9
<b>Programme GDP Affaires</b>		
	<b>Heures</b>	<b>Appels</b>
2015-2016	16	5
2016-2017	9	3
2017-2018	25	7

\* Le nombre d'appels et d'heures d'interruption varient selon les catégories de clients (moyenne ou grande puissance) et les options.

La Régie note qu'outre le signal de prix différent entre l'option de crédit à la pointe critique (CPC) proposé au dossier tarifaire 2019, à 50 \$/kW et le programme GDP Affaires à 70 \$/kW, le Distributeur propose une compensation 100 % variable en fonction du nombre d'heures des événements de pointe critique appelés durant un hiver pour l'option CPC, contre une compensation 100 % fixe quelque soit le nombre d'heures des événements de GDP appelés durant un hiver.

Sur la base du nombre moyen d'heures d'interruption des 5 derniers hivers des programmes GDP Affaires et d'option d'électricité interruptible (OÉI), soit de 23 heures ou 30 heures si on utilise le nombre d'heures maximum pour l'OÉI, le kW effacé dans le cadre du programme GDP Affaires est rémunéré à hauteur de 70 \$, par opposition à 11,50 \$ ou 15,00 \$ par kW, selon le nombre d'heures moyen ou maximum des 5 derniers hivers à l'option CPC.

(iii) « *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.* »

**Demandes :**

- 44.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur juge suffisamment incitatif pour maximiser les résultats en terme d'effacement, tel que souligné au préambule (ii), un signal de prix de 50 \$/kW-hiver durant les heures de pointe à l'option CPC, par opposition au 70 \$/kW-hiver versé au programme GDP Affaires, considérant que le CPC ne sera versé que pour le nombre d'heures réelles d'effacement.
- 44.2 En considérant que le nombre d'appels au cours des 5 derniers hivers a été entre 3 et 13 par hiver et de 7,4 appels en moyenne, veuillez élaborer sur la stratégie qu'entend utiliser le

Distributeur quant à la tarification dynamique en termes de séquençage des moyens de gestion de la demande et de fréquence à laquelle il pourrait avoir recours aux options de tarification dynamique par rapport au programme GDP Affaires et à l'OÉI. Veuillez estimer, selon cette stratégie, quel aurait pu être le nombre d'appels d'heures critiques au cours de chacun des 5 derniers hivers si les options CPC et TPC avaient été en vigueur.

44.3 Veuillez préciser le nombre d'heures de pointe critique moyen par hiver utilisé par le Distributeur pour le calibrage du TPC afin d'assurer globalement la neutralité tarifaire par rapport au tarif régulier, tel qu'affirmé au préambule (iii). Veuillez élaborer sur les différents tests et hypothèses retenus afin d'assurer la neutralité tarifaire du TPC.

- 45. Références :**
- (i) Pièce [B-0043](#), p. 20;
  - (ii) Pièce [B-0032](#), p. 44;
  - (iii) Dossier R-4041-2018, pièce [B-0007](#), p. 31;
  - (iv) Pièce [B-0043](#), p. 19;
  - (v) Pièce [B-0043](#), p. 21.

**Préambule :**

(i) « *Crédit en pointe critique (« CPC »)*

*Le CPC est une option qui s'applique en sus du tarif régulier. Il récompense les clients lorsqu'ils réduisent leur consommation pendant un maximum de 100 heures critiques en période d'hiver, sur appel du Distributeur. Pour chaque événement de pointe critique, l'effacement du client correspond à la différence entre ce qu'il aurait normalement consommé, sans événement, et ce qu'il a effectivement consommé lors d'un événement.*

*Cette option ne présente aucun risque pour les clients qui y souscrivent, leur facture ne pouvant que diminuer selon les efforts déployés lors d'événements de pointe critique. En effet, dans le cas où le client ne réduit pas sa consommation lors d'un événement, le tarif régulier lui est appliqué et aucun crédit ne lui est versé.*

*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. 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 CPC diminue puisqu'en l'absence d'événement, le tarif régulier s'applique ». [nous soulignons]*

(ii) « « *énergie de référence* » : *une valeur, exprimée en kilowattheures, qui représente une estimation de la consommation d'énergie du client pendant l'événement de pointe critique d'après son profil normal de consommation. Ce profil est établi à partir des valeurs réelles enregistrées pendant la plage horaire correspondante de la période de référence, exclusion faite des valeurs minimales et maximales, et la moyenne des valeurs retenues est ajustée en fonction de la consommation d'énergie du client durant les heures qui précèdent l'événement de pointe critique.*

« énergie effacée » : une valeur, exprimée en kilowattheures, qui correspond à la différence entre l'énergie de référence et l'énergie consommée pendant l'événement de pointe critique. Cette valeur ne peut être négative.

[...]

« période de référence » : selon que l'événement de pointe critique a lieu un jour de semaine ou de fin de semaine, la période correspondant aux heures de pointe comprises dans les 5 jours de semaine ou les 5 jours de fin de semaine précédant la journée de l'événement de pointe critique et au cours desquels il n'y a pas eu d'événement de pointe critique ».

(iii) « 2.2.2 Puissance de référence

*La puissance de référence est établie à partir de la régression linéaire des puissances moyennes pendant les Périodes de pointe d'Hydro-Québec au cours de l'hiver 2017-2018, à l'exception des puissances moyennes des Événements de GDP. La régression linéaire est faite en fonction de la température moyenne enregistrée par la station météorologique la plus proche.*

*Il est à noter que, pour chaque compteur, une courbe distincte de la puissance de référence est établie pour les périodes de GDP d'avant-midi et d'après-midi.*

2.2.3 Puissance réelle

*La puissance réelle correspond à la moyenne de l'appel de puissance enregistré par le compteur au cours de l'Événement de GDP. » [nous soulignons]*

(iv) « Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique ». [nous soulignons]

(v) « 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 :**

45.1 La Régie note que, contrairement à ce qui se fait pour le programme de GDP Affaires, tel que souligné à la référence (iii), l'énergie de référence à l'option CPC ne semble pas tenir compte de la variation de la température entre la période de référence et celle à la pointe critique, tel que souligné à la référence (ii). Veuillez commenter si cette absence de prise en compte de la variation des températures peut avoir pour effet de sous-estimer l'impact des efforts déployés par les clients et sous-estimer les crédits qu'ils pourraient recevoir.

- 45.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne propose pas, au texte du préambule (ii), d'ajuster l'énergie de référence à l'option CPC de la même façon qu'il le fait pour la puissance de référence au programme GDP Affaires, soit en tenant compte de la température tel que souligné à la référence (iii). Veuillez préciser ce qui, techniquement, empêcherait le Distributeur d'effectuer un tel ajustement, le cas échéant.
- 45.3 Veuillez expliquer le choix du Distributeur et la nécessité, le cas échéant, à ce que le signal de prix soit le même à l'option CPC et TPC, soit 50 \$/kW, ce qui se traduit par 0,50 ¢/kWh, tel que souligné au préambule (iv).
- 45.4 Considérant les similarités entre l'option CPC et le programme GDP Affaires, et considérant que la conséquence d'un faible nombre d'événements de pointe critique durant un hiver réduit le potentiel d'économies réalisables à l'option CPC, tel que souligné au préambule (i), alors qu'il augmente le potentiel d'économies réalisables à l'option TCP, tel que souligné au préambule (v), veuillez commenter sur la possibilité, les avantages et inconvénients d'utiliser le même signal de prix pour l'option CPC que celui proposé au programme GDP Affaires, soit 70 \$/kW ou 0,70 ¢/kWh.

- 46. Références :** (i) Pièce [B-0043](#), p. 29;  
(ii) Pièce [B-0043](#), p. 14.

**Préambule :**

(i) « *Le TPC est calibré à partir du tarif régulier proposé au 1<sup>er</sup> avril 2019 en tenant compte du fait que, pendant un maximum de 100 heures de pointe critique durant la période d'hiver, la consommation est facturée à un prix de 50 ¢/kWh comme explicité à la section 4.3.2. D'autres éléments doivent également être considérés dans l'exercice de calibrage du TPC.*

*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]

- (ii) La Régie produit le format de tableau suivant dont les données sont tirées du Tableau 3 de la pièce B-0043.

Segments de la clientèle au tarif D:	Consommation annuelle (kWh)	Consommation (kWh)						
		en 1 <sup>re</sup> tranche - seuil à 40 kWh-jour		en 2 <sup>e</sup> tranche		durant les 100 heures critiques	durant les 50 heures critiques	durant les 25 heures critiques
		période d'été	période d'hiver	période d'été	période d'hiver			
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101							
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102							
Propriétaires non-TAE	14 982							
Locataires	11 315							
Clients MFR	14 153							
Clients agricoles	30 487							
<b>Clients moyens:</b>								
Moyenne des clients D	16 902							
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 261							
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 254							

Données tirées du Tableau 3, pièce B-0043, p. 14

## Demandes :

- 46.1 Veuillez préciser si le calibrage du TPC permet d'assurer une neutralité pour le client moyen type au tarif D ou si elle prévaut pour l'ensemble des segments de la clientèle au tarif D. Veuillez élaborer.
- 46.2 En se basant sur le profil de consommation de l'hiver 2017-2018 et en intégrant la hausse du seuil de la 1<sup>re</sup> tranche d'énergie à 40 kWh/jour, veuillez estimer la consommation en 1<sup>ère</sup> et 2<sup>e</sup> tranche d'énergie des différents segments de la clientèle au tarif D ainsi que celle des clients moyens en complétant le tableau au préambule (ii). Veuillez estimer la consommation de chaque segment de la clientèle et des clients moyens lors de 100 heures critiques du Distributeur, ainsi que lors des 50 et 25 heures les plus critiques du Distributeur.

47. Référence : Pièce [B-0043](#), p. 27.

## Préambule :

« Le Distributeur propose deux options tarifaires pour la clientèle domestique et les petits clients commerciaux, soit un CPC et un TPC. Ces nouvelles options s'appliqueraient à compter de l'hiver 2019-2020.

[...]

*Pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements aux options proposées. Un déploiement progressif permettra d'évaluer l'expérience des participants en cours de route et d'ajuster, au besoin, l'offre tarifaire et commerciale pour les hivers suivants. Dans un premier temps, les options ne s'appliqueront qu'aux clients domestiques et de petite puissance dont l'appel de puissance est inférieur à 50 kW.*

*Pour la clientèle de moyenne puissance (tarifs M et G9), seul un TPC est proposé puisque celle-ci a déjà accès au programme GDP Affaires. Cette clientèle, qui comprend les stations de ski, a fait part au Distributeur de son intérêt à poursuivre sa participation au programme. Pour le TPC, compte tenu des opinions mitigées des participants de cette clientèle aux groupes de discussion, il*

*est proposé d'offrir ce type de tarif dans le cadre d'un projet pilote à un nombre restreint de clients (de 15 à 20 abonnements) ciblés par le Distributeur* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

- 47.1 Veuillez indiquer dans quelles circonstances et à quel niveau le Distributeur se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements aux options proposées.
- 47.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur entend limiter l'application des options CPC et TPC aux clients domestiques et de petite puissance dont l'appel de puissance est inférieur à 50 kW, considérant que les clients qui ont un appel de puissance supérieur à 50 kW ont un potentiel d'effacement plus grand et qu'ils ne sont pas tous admissibles au programme GDP Affaires puisque ce dernier requiert un effacement minimal de 200 kW.
- 47.3 Veuillez élaborer sur les motifs et les moyens par lesquels le Distributeur entend cibler à un nombre restreint de clients l'offre de l'option TPC dans le cadre du projet pilote proposé. Veuillez préciser quels secteurs d'activité ou types de clientèle seraient visés.

- 48. Références :**
- (i) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 56;
  - (ii) Pièce [B-0043](#), p. 41;
  - (iii) Pièce [B-0015](#), p. 15;
  - (iv) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0115](#), p. 6;
  - (v) Dossier R-4041-2018, pièce [B-0007](#), p. 15;
  - (vi) Pièce [B-0043](#), p. 41.

**Préambule :**

- (i)

**TABLEAU 14 :**  
**SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDE (¢/kWh)**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patri-monial	Achats	Puis.	Four-niture	Trans- port	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,0	0,01	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE	3,1	0,04	0,2	3,4	0,2	3,6	0,5	4,1	-20,0%	5,1
2022	TDE	3,2	0,09	0,3	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2023	TDE	3,2	0,12	0,3	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2024	TDE + transition	3,3	0,14	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,1
2025	TDE + transition	3,4	0,17	1,47	5,0	0,2	5,2	(0,5)	4,7	-10,0%	5,2
2026	TDE + transition	3,4	0,21	1,50	5,1	0,2	5,3	(0,4)	5,0	-5,0%	5,2
Annuité 2015-2026 5,053%		<b>3,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,5</b>	<b>3,6</b>	<b>0,2</b>	<b>3,8</b>	<b>0,3</b>	<b>4,1</b>	<b>-18,0%</b>	<b>5,0</b>

(ii)

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

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourm	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

La Régie note certaines irrégularités dans les tableaux démontrant la neutralité du TDÉ au présent dossier, tel qu'il apparaît au préambule (ii), par rapport au tableau déposé au dossier R-4011-2017, reproduit au préambule (i).

Entre autres, sur les 9 années de prévisions de 2018 à 2026, la Régie constate que le total du coût à la marge est plus élevé au présent dossier pour 6 des 9 années. Or, le montant de l'annuité couvrant la période 2015-2026 diminue, passant de 3,8 à 3,6 ¢/kWh. Elle note également que la hausse prévue au tarif L entre 2018 et 2026 passe de 4,0 % au dernier dossier tarifaire, à 8,2 % au présent dossier tarifaire. Le montant des annuités pour le tarif L de 4,7 ¢/kWh et pour le prix cible moyen à 3,9 ¢/kWh, semblent également erronés.

(iii) « *C'est dans un contexte de surplus énergétiques que le Distributeur a proposé l'option de Tarif de développement économique (TDÉ). Afin de s'assurer que celui-ci permet de concilier les intérêts des clients participants et celui de l'ensemble de la clientèle, le Distributeur procède à son évaluation en utilisant les coûts évités qui reflètent le plus précisément possible la situation de surplus et la nature des demandes additionnelles au TDÉ. Ainsi, il utilise le signal de coût évité d'énergie de court terme et applique celui d'hiver uniquement au nombre d'heures d'achats prévues par le Distributeur sur les marchés de court terme. Cette évaluation est réalisée chaque année dans le cadre du dossier tarifaire afin de s'assurer que les conditions qui permettent d'offrir cette option sont encore respectées* ». [nous soulignons]

(iv) « Coût évité en énergie »

*Méthodologie*



*D'une part, les prix à terme sont la meilleure estimation disponible de la valeur de l'énergie sur les marchés limitrophes. Pour cette raison, ils ont été retenus comme signal du coût évité à court terme. Les prix à terme de l'électricité sur le marché de New York sont en général disponibles pour une période de deux à quatre années. Au-delà de cet horizon, la prévision des prix de l'électricité est basée sur la croissance des prix à terme du gaz naturel.*

*Afin d'atténuer la volatilité du signal du coût évité, le Distributeur collecte les prix à terme sur les douze derniers mois et calcule un prix moyen basé uniquement sur les mois d'hiver. Par la suite, le Distributeur ramène les prix annuels en annuité croissante afin d'obtenir un indicateur stable et « lissé ».*

*D'autre part, en ce qui a trait au prix des achats de court terme, celui-ci reflète la valeur de l'énergie que le Distributeur compte acquérir l'hiver prochain. Tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés ». [nous soulignons]*

(v) « *Le Distributeur présente au tableau 12 son coût marginal aux heures de forte pointe où le Programme a été utilisé. Ce coût représente le coût moyen d'achat d'électricité pour ces heures sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, augmenté des frais de transport et des coûts reliés à l'achat de crédits liés au SPEDE* ».

**TABLEAU 12 :  
 COÛT MARGINAL AUX HEURES DE FORTE POINTE  
 OÙ LE PROGRAMME A ÉTÉ UTILISÉ**

Hiver	Coût (\$/MWh)
2015-2016	111,76\$
2016-2017	124,22\$
2017-2018	246,56\$
<b>Moyenne</b>	<b>180,08\$</b>

(vi) « *Le Distributeur a conclu, jusqu'à présent, des ententes avec 23 clients. Treize d'entre eux, principalement des centres de données, bénéficiaient du TDÉ au 31 mars 2018. Le tableau 13 présente la consommation prévue de ces 13 projets* ».

**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



**Demandes :**

- 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.
- 48.2 Veuillez fournir les mêmes tableaux de simulation de la neutralité du TDÉ et leur version Excel pour les tarifs LG et M.
- 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.
- 48.4 Veuillez expliquer le doublement de la hausse prévue au tarif L entre 2018 et 2026, passant de 4,0 % à 8,2 %, depuis le dernier dossier tarifaire. Veuillez préciser comment a été établi le prix du tarif L en indiquant les hypothèses sous-jacentes.
- 48.5 Veuillez fournir le nombre d'heures où des achats sur les marchés de court terme étaient prévus pour chacune des années de 2015 à 2026 et qui ont servi au calcul du coût à la marge des achats au Tableau 12 du préambule (ii).
- 48.6 Veuillez fournir les coûts utilisés pour les achats sur les marchés de court terme pour chacune des années de 2015 à 2026, et qui ont servi au calcul du coût à la marge des achats au Tableau 12 du préambule (ii).
- 48.7 Veuillez confirmer que le signal de coût évité d'énergie de court terme qui est appliqué au nombre d'heures d'achats sur les marchés de court terme prévues par le Distributeur est un signal de prix moyen applicable à l'ensemble des 2904 heures d'hiver, tel que souligné aux préambules (iii) et (iv). Si non, veuillez expliquer.
- 48.8 Considérant que depuis 2017 le nombre d'heures d'achats prévu est très limité et survient principalement durant la fine pointe, donc nécessairement à des prix plus élevés, tel que souligné au préambule (iv), et considérant que le coût marginal moyen payé par le Distributeur aux heures de fine pointe, tel que celui constaté au préambule (v) pour les 3 derniers hivers, a été beaucoup plus élevé que le signal de coût évité pour la période d'hiver proposé aux dossiers tarifaires, veuillez confirmer que la méthode d'évaluation des coûts à la marge utilisée pour le TDÉ, tel que présentée au préambule (iii), peut sous-estimer les coûts réels du tarif. Si non, veuillez expliquer.
- 48.9 Veuillez fournir, sur la même base que celle utilisée pour produire l'information à la référence (v), le coût moyen d'achat d'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, augmenté des frais de transport et des coûts liés à l'achat de crédits liés au SPEDE pour les

25 heures de fine pointe les plus chargées, les 50 heures, les 100 heures et les 300 heures de fine pointe, pour les hivers 2013-2014 à 2017-2018.

48.10 Veuillez proposer des pistes de raffinement à la méthode d'évaluation des coûts à la marge utilisée pour la simulation de neutralité du TDÉ afin de mieux refléter le fait que le coût des achats d'électricité à la fine pointe est plus élevé que le coût moyen de l'ensemble des heures d'hiver. Veuillez commenter.

48.11 Veuillez ventiler par tarif les demandes acceptées concernant les centres de données, la technologie des chaînes de blocs et les autres demandes.

48.12 Veuillez estimer le potentiel des ventes annuelles des demandes acceptées au TDÉ par type de demande et par tarif, ainsi que l'impact sur les besoins en puissance.