

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 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**

**REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET
HAUSSE TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2019**

1. **Références :** (i) Pièce [B-0006](#), p. 17;
(ii) Dossier R-4011-2017, [B-0008](#), p. 6.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau A-1, la hausse demandée au 1^{er} avril 2019 de 0,2 % pour la clientèle au tarif L et de 0,8 % pour les autres clientèles. Il précise à la note 3 que :

« L'ajustement tarifaire plus faible pour les clients industriels de grande puissance s'explique par le fait que, en vertu de l'article 52.1.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est assumée par l'ensemble des tarifs à l'exception du tarif L, dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle, et des contrats spéciaux. De plus, l'article 52.2 de cette loi indique que le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est indexé depuis 2014 selon l'indice des prix à la consommation du Québec. Sur cette base, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour l'année témoin 2019 est de 1,19 %. »
[nous soulignons]

(ii) Dans le dossier tarifaire précédent, le Distributeur indique que :

« Pour 2018, l'écart entre les revenus sur la base des tarifs actuels et les revenus requis découlant du coût de service est de 116,1 M\$, ce qui justifie une hausse de 1,1 % pour tous les clients à l'exception des clients industriels de grande puissance (tarif L) pour qui la hausse tarifaire est de 0,8 %.

L'ajustement tarifaire plus faible pour ces derniers s'explique par le fait que, en vertu de l'article 52.1.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est assumée par l'ensemble des tarifs à l'exception du tarif L, dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle, et des contrats spéciaux. De plus, l'article 52.2 de cette loi indique que le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est indexé depuis 2014 selon l'indice des prix à la consommation du Québec. Sur cette base, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour l'année témoin 2017 est de 0,64 %, ce qui représente un montant de 29 M\$ sur les revenus additionnels requis de 116,1 M\$ pour 2018, comptant pour 0,3 % [note 1] de la hausse tarifaire demandée.

[note 1] Soit, 0,3 % = 29 M\$ ÷ 9 468 M\$ (revenus avant hausse excluant les contrats spéciaux et le tarif L). » [nous soulignons]

Demandes :

1.1 Veuillez fournir le détail de calcul de l'ajustement tarifaire de 0,6 % pour le tarif L, selon le même détail présenté en souligné à la référence (ii).

Réponse :

1 L'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour l'année témoin 2019 est
2 de 1,19 %, ce qui représente un montant de 61 M\$ sur les revenus
3 additionnels requis de 84,3 M\$ pour 2019, comptant pour 0,6 %¹ de la hausse
4 tarifaire demandée.

1.2 Veuillez indiquer si le Distributeur pourrait déposer ce détail à compter du prochain dossier tarifaire.

Réponse :

5 Le Distributeur confirme qu'il sera en mesure de déposer le détail demandé
6 dans les prochains dossiers tarifaires.

MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES ET PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

Conclusions finales sur l'adoption de l'ASC 606

2. Référence : Pièce [B-0010](#), p. 10 et 11.

Préambule :

« Dans sa décision D-2018-025, la Régie demande au Distributeur de présenter dans sa demande tarifaire 2019-2020 les conclusions finales sur les questions d'interprétation propres au secteur de l'énergie qui restent encore en suspens, ainsi que leur impact pour le Distributeur. Les questions d'interprétation visées par cette demande sont les suivantes :

- L'identification d'un contrat conclu avec un client présentant un risque d'éprouver des difficultés de paiements.
 - Ce projet d'interprétation ne sera finalement pas intégré dans le nouveau guide sur la comptabilisation des produits publié par l'American Institute of Certified Public Accountants (AICPA). Ce projet d'interprétation est toutefois appliqué par le secteur de l'énergie de façon similaire à l'application qu'en fait le Distributeur.
- La comptabilisation des contributions reçues de tiers dans le cadre des ententes de contribution.

¹ Soit, 0,6 % = 61 M\$ ÷ 9 644 M\$ (revenus avant hausse excluant les contrats spéciaux et le tarif L).

- *Ce projet d'interprétation a été intégré dans le nouveau guide sur la comptabilisation des produits publié par l'AICPA et les conclusions ne diffèrent pas de celles initialement prévues par le Distributeur. »*

Demande :

- 2.1 Veuillez préciser si l'application de l'adoption de l'ASC 606 a un impact sur les revenus requis du Distributeur concernant les deux éléments cités au préambule. Si oui, veuillez expliquer et quantifier.

Réponse :

- 1 **L'adoption de l'ASC 606 n'a pas eu d'impact sur les revenus requis du**
2 **Distributeur concernant les deux éléments cités au préambule.**

**Transaction de cession-bail- Disposition de l'immeuble
situé au 140, boulevard Crémazie Ouest à Montréal**

3. **Référence :** Pièce [B-0058](#), p. 5 et 6.

Préambule :

« Le tableau 1 présente les écritures à comptabiliser selon l'ASC 840 en 2018 et selon les dispositions transitoires de l'ASC 842 à compter du 1er janvier 2019.

La conclusion de la vente est maintenant prévue le 31 octobre 2018. Toutefois pour les écritures présentées ci-après, l'hypothèse de la date de la vente au 1er octobre 2018, prise dans le cadre du dossier R-4051-2018, est conservée. »

Demandes :

- 3.1 Veuillez déposer la mise à jour du tableau 1, sous pli confidentiel, selon la conclusion de la vente prévue le 31 octobre 2018.

Réponse :

- 3 **Le Distributeur présente les informations demandées au tableau R-3.1.**

TABLEAU R-3.1 :
ÉCRITURES COMPTABLES : TRAITEMENT AU 31 OCTOBRE 2018

en M\$	Dt	Ct

3.2 Veuillez valider la compréhension de la Régie : Si la vente de l'Immeuble avait eu lieu en 2019, le gain sur disposition aurait été comptabilisé en totalité dans les résultats au moment de la vente en vertu de l'ASC 842, soit 17,6 M\$. Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur le confirme. Toutefois, la conclusion de la vente ayant eu lieu**
2 **le 31 octobre 2018, le gain sur disposition total s'élève plutôt à 17,7 M\$.**

4. **Référence :** Pièce [B-0058](#), p. 12 et 13.

Préambule :

« Qu'il s'agisse d'un gain ou d'une perte, la comptabilisation des montants se fait sous la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité.

[...]

Le Distributeur rappelle également que le traitement d'un gain ou d'une perte sur disposition n'est nullement affecté par la mise en place de son MRI puisque, comme mentionné à la pièce HQD-1, document 2, la rubrique Revenus autres que ventes d'électricité n'est pas couverte par la Formule d'indexation et continue d'être établie annuellement sur la base du « coût de service ».

Ainsi, tout gain ou perte constaté aux résultats du Distributeur d'une année donnée et qui n'aurait pas été prévu au moment de l'établissement des tarifs serait pris en compte dans l'établissement des montants éventuels à remettre à la clientèle par le biais du MTÉR. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez indiquer si dans les états financiers statutaires d'Hydro-Québec, qu'il s'agisse d'un gain ou d'une perte sur disposition, la comptabilisation des montants se fait sous la rubrique « Produits ». Veuillez expliquer et faire le lien avec la présentation sous la rubrique « Revenus autres que ventes d'électricité », plus spécifiquement dans le cas d'une perte sur disposition.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que, dans les états financiers statutaires**
2 **d'Hydro-Québec, la comptabilisation des montants se fait dans la rubrique**
3 **« Produits » qu'il s'agisse d'un gain ou d'une perte sur disposition. Aux fins**
4 **réglementaires, le Distributeur adopte la même présentation que dans les**
5 **états financiers statutaires. Ainsi une perte sur disposition serait**
6 **comptabilisée sous la rubrique « Revenus autres que ventes d'électricité ».**

- 4.2 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles, du point de vue réglementaire, une perte de disposition serait comptabilisée sous une rubrique de revenus au lieu d'une rubrique de coûts.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 4.1.**

5. **Références :** (i) Pièce [B-0058](#), p. 13;
(ii) Décision [D-2018-132](#), p. 9, par. 36 et 37.

Préambule :

(i) *« La proposition du Distributeur quant au traitement du gain prévu de 17,6 M\$ est celle qu'il a présentée dans sa preuve au soutien de sa demande dans le dossier R-4051-2018 de même qu'à la pièce HQD-3, document 2 du présent dossier. Cette proposition consiste à appliquer l'ASC 840, norme en vigueur jusqu'au 31 décembre 2018, en comptabilisant un gain de 8 M\$ en 2018 et à appliquer les dispositions transitoires de l'ASC 842 à compter du 1er janvier 2019 en comptabilisant un ajustement de 9,6 M\$ aux BNR.*

De plus, comme expliqué au deuxième paragraphe de la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements no 3 de la Régie dans le dossier R-4051-2018, le Distributeur considère que la comptabilisation de l'ajustement de 9,6 M\$ autrement qu'aux BNR, soit dans un compte d'écarts et de reports, va à l'encontre du traitement comptable édicté par la norme ASC 842.

Par ailleurs, selon la proposition du Distributeur, le gain de 8 M\$ comptabilisé en 2018 sera pris en compte lors de l'application du MTÉR.

[...]

Dans ce contexte, le Distributeur ne propose pas de mode de disposition du compte d'écart et de reports, car celui-ci ne s'inscrit pas dans sa proposition qui respecte la normalisation en vigueur et à venir. » [nous soulignons]

(ii) Le 19 septembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-132 (dossier R-4051-2018), dans laquelle elle ordonne au Distributeur de créer un compte d'écart et de reports (CER) provisoire, hors base de tarification, dans lequel sera comptabilisée la totalité du gain associé à la disposition de l'Immeuble. Elle précise que le traitement réglementaire du gain doit être examiné dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Demandes :

5.1 Veuillez faire le suivi de la décision D-2018-132, dans laquelle la Régie ordonne de créer un CER au montant créditeur de 17,6 M\$ et de l'examiner dans un dossier tarifaire. Veuillez proposer le mode de disposition de ce compte dans le dossier tarifaire 2019.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle que sa proposition relative au traitement**
2 **réglementaire du gain sur la vente de l'immeuble situé au 140 Crémazie,**
3 **comme cité au préambule (i), est celle qui permet de se conformer aux règles**
4 **comptables en vigueur.**

5 **Toutefois, si la Régie refusait le traitement proposé par le Distributeur,**
6 **considérant que la vente de l'immeuble situé au 140 Crémazie était non**
7 **prévue à la demande tarifaire 2018-2019 et que cette transaction peut**
8 **s'apparenter à un événement imprévisible, soit un facteur Z, le Distributeur**
9 **proposerait que le gain versé dans le CER, conformément à la décision**
10 **D-2018-132 de la Régie, soit disposé en totalité dans les revenus requis de**
11 **2019.**

5.2 Veuillez indiquer si ce CER est traité comme un passif réglementaire en vertu de l'ASC 980 *Regulated Operations*. Dans la négative, veuillez expliquer et indiquer l'impact entre les états financiers statutaires et réglementaires.

Réponse :

12 **Le Distributeur le confirme.**

Exercice de révision des durées de vie utile

6. **Référence :** Pièce [B-0062](#), p. 31 et 32.

Préambule :

Le Distributeur mentionne que :

« Toujours dans le cadre de sa décision D-2017-125, la Régie a considéré, parmi les circonstances pouvant justifier une exception au principe général de non rétroactivité des tarifs, l'impact bénéfique d'une application anticipée sur les revenus requis.

[...]

Le Distributeur soutient que les circonstances de la présente demande découlant du nouveau contexte d'établissement des revenus requis aux fins de fixation des tarifs justifient une modification des dates d'application des révisions de la durée de vie utile, dont l'application de celle relative aux transformateurs aériens au 1er avril 2018. Les raisons qui sous-tendent la position du Distributeur sont les suivantes :

- *Une application dès le 1er avril 2018 est bénéfique pour l'ensemble de la clientèle du Distributeur puisqu'elle représente une diminution des revenus requis de 2019 de 30,6 M\$. [...] ».*

Demande :

6.1 Veuillez indiquer si le Distributeur maintient sa proposition de modification des dates d'application des révisions de la durée de vie utile dès le 1^{er} avril 2018 (compte de neutralisation), dans l'hypothèse d'une hausse des revenus requis de plus de 30,9 M\$ et par conséquent non bénéfique pour l'ensemble de la clientèle. Veuillez commenter.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle que, comme mentionné en réponse à la question 11.1**
2 **de la demande de renseignements n° 1 de la Régie², l'impact bénéfique sur les**
3 **revenus requis de 2019 n'est qu'une des raisons sous-tendant sa position**
4 **relativement à l'application de la révision de la durée de vie utile des**
5 **transformateurs aériens au 1^{er} avril 2018.**

6 **Ainsi, considérant les autres raisons mentionnées, le Distributeur**
7 **maintiendrait sa proposition de modification des dates d'application des**
8 **révisions de la durée de vie utile, dont l'application de celle relative aux**
9 **transformateurs aériens dès le 1^{er} avril 2018 (compte de neutralisation), dans**
10 **l'hypothèse d'une hausse des revenus requis de plus de 30,9 M\$.**

² HQD-14, document 1.1 (B-0062), pages 32 et 33.

7. Référence : Pièce [B-0062](#), page 33.

Préambule :

À la référence, le Distributeur indique :

De la même façon, pour des raisons d'uniformité de traitement sur la durée totale du MRI, cette même logique quant à la date d'application des révisions de durée de vie doit aussi s'appliquer pour l'an 1 du MRI même si celui-ci est établi selon le coût de service. [nous soulignons]

Demande :

7.1 L'an 1 du MRI a été établi selon le coût de service, et donc traité différemment des autres années du MRI. Dans ce contexte, veuillez expliquer davantage votre motif lié à l'« uniformité de traitement sur la durée totale du MRI ».

Réponse :

1 **La proposition du Distributeur consiste à appliquer dorénavant la révision de**
2 **durée de vie de ses actifs à la même date que celle d'application pour les états**
3 **financiers à vocation générale. Pour des raisons d'uniformité, il propose que**
4 **la date d'application des révisions de durée de vie utile ne diffère pas selon**
5 **qu'elles surviennent à l'an 1 du MRI, alors que les revenus requis sont établis**
6 **en fonction du coût de service, ou selon qu'elles surviennent durant les ans 2,**
7 **3 ou 4 du MRI, soit la période d'application de la formule d'indexation.**

8 **Le Distributeur réitère que la date d'application n'est plus un élément affectant**
9 **le niveau d'amortissement aux fins de la fixation des tarifs, et ce, sur la durée**
10 **totale du MRI.**

Facteur Z générique et compte de neutralisation

8. Référence : Pièce [B-0010](#), p. 19.

Préambule

« 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 créateur, 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'écart 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 ».

Demandes :

- 8.1 Outre le report de l'examen des événements inclus à un Facteur Z générique au dossier tarifaire suivant, veuillez indiquer en quoi la création d'un Facteur Z générique contribuera à faciliter le processus de demande d'examen par la Régie advenant un événement imprévisible pour lequel le Distributeur devrait encourir des coûts excédent le seuil de matérialité. Veuillez commenter.

Réponse :

1 **La création d'un Facteur Z générique vise à alléger le traitement réglementaire**
2 **en permettant au Distributeur, entre autres, de refléter, comptabiliser et suivre**
3 **les coûts issus d'un événement imprévisible jusqu'à la demande de leur**
4 **reconnaissance dans une demande tarifaire ou spécifique future.**

5 **Les impacts financiers liés à un événement imprévisible pouvant survenir**
6 **après la demande d'établissement des revenus requis, le Facteur Z générique**
7 **permet d'éliminer tout enjeu lié à un traitement rétroactif des coûts associés à**
8 **un tel événement. Cette nouvelle pratique réglementaire permettra de cumuler**
9 **les coûts associés à l'événement imprévisible dès la naissance de celui-ci,**
10 **puisque cette pratique sera déjà en vigueur et reconnue par la Régie à cette**
11 **date.**

12 **Cette pratique permettra ainsi de couvrir la totalité des coûts liés à**
13 **l'événement imprévisible, la date d'application ne constituant plus un enjeu, et**
14 **d'axer les débats sur la reconnaissance ou non de l'événement à titre de**
15 **Facteur Z, allégeant ainsi le processus réglementaire.**

- 8.2 Veuillez indiquer si d'autres organismes de réglementation économique ont approuvés la création d'un Facteur Z générique avec un compte de neutralisation tel que le propose le Distributeur. Si oui, veuillez fournir les décisions de ces organismes de réglementation.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur n'a pas fait un tel balisage.**
2 **Voir également la réponse de Concentric à la question 13.4 de la demande de**
3 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

9. **Référence :** Pièce [B-0062](#), page 40;

Préambule

Le Distributeur indique :

« Réponse :

Le Distributeur confirme que le facteur Z générique et le compte de neutralisation permettront de remplacer les demandes de compte d'écart qui surviennent en cours d'année pour capter l'impact des coûts qui n'ont pas été considérés lors de l'établissement des tarifs. Ce Facteur Z générique éliminera également tout possible enjeu lié à la rétroactivité.

Ainsi, le facteur Z générique se compare aux éléments spécifiques du régime réglementaire pré-MRI alors que le compte de neutralisation correspond à un compte d'écart et de report. Les modifications découlant de l'ASC 715 (dossier R-4009-2017) de même que le compte d'écart y afférent en sont un exemple. » [nous soulignons]

Demande :

- 9.1 En lien avec la référence, veuillez expliquer votre affirmation selon laquelle le facteur Z générique éliminera tout possible enjeu lié à la rétroactivité.

Réponse :

- 4 **Le Facteur Z générique, s'il est autorisé par la Régie, sera un outil qui**
5 **permettra de cumuler les coûts dès que l'événement imprévisible se produit,**
6 **éliminant ainsi tout enjeu de rétroactivité (voir la réponse à la question 8.1). Le**
7 **Distributeur rappelle que la Régie aura toujours à se prononcer au cas le cas**
8 **sur la qualification à titre de Facteur Z et, le cas échéant, sur la pertinence d'y**
9 **associer un compte de neutralisation.**

- 10 **Ainsi, la proposition du Distributeur consiste à mettre en place un Facteur Z,**
11 **qui agira de la même façon que les comptes de *pass-on* ou de nivellement**
12 **pour les aléas climatiques puisqu'il permettra de cumuler les coûts associés à**
13 **l'événement imprévisible dès la naissance de celui-ci. Cependant, dans le cas**
14 **d'un événement imprévisible, la Régie devra se prononcer ultérieurement, au**
15 **cas le cas, sur la reconnaissance ou non de chacun des Facteurs Z.**

Indicateurs de performance et liaison au MTÉR

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0053](#), tableau A-1 révisé;
 - (ii) Pièce [B-0062](#), réponse à la question 17.2, p. 47;
 - (iii) Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), par. 37 à 39;
 - (iv) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0032](#), p. 1 à 7;
 - (v) Dossier R-3599-2006, pièce [B-23](#), p. 23 à 26.

Préambule :

(i) 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.

(ii) « *Le Distributeur ne prévoit de traitement statistique particulier que pour les variables dont la mesure a été changée au cours de la période 2013-2017. Pour les deux indicateurs reliés au champ d'intervention Services à la clientèle, aucun changement méthodologique au niveau de la mesure n'a eu lieu au cours de cette période. Les données relatives à ces deux indicateurs ne présentent pas de bris mais montrent une évolution témoignant de l'impact favorable des services mis en place par le Distributeur en 2016 et en 2017. Néanmoins, une période de deux ans est relativement restreinte pour évaluer avec certitude l'impact des services mis en place. Le Distributeur choisit donc, par souci de cohérence et d'application des principes énoncés lors de la séance de travail, utiliser l'historique de cinq ans comme référence pour évaluer le maintien de la qualité de service.* » [note de bas de page supprimée]

(iii) Dans sa décision D-2017-022, la Régie précise ce qui suit à propos des services à la clientèle :

« [37] Les services à la clientèle ne sont pas pleinement efficaces, alors que de nombreuses réponses téléphoniques sont obtenues au-delà de 100 secondes, qu'un cinquième des clients ne voit pas ses demandes être réglées en un seul contact et que l'offre libre-service sur le site Web est encore limitée.

[38] La Régie rappelle au Distributeur qu'il vise à adopter une approche client proactive fondée sur les besoins et les attentes des différents segments de sa clientèle. Le Distributeur doit donc poursuivre le développement, la simplification et l'optimisation des services offerts, afin d'offrir à terme une qualité de service de haut niveau à tous ses clients. Il s'agit d'un engagement continu du Distributeur envers sa clientèle.

[39] Enfin, tel que mentionné dans sa décision D-2016-033, la Régie souligne que l'amélioration de la qualité du service doit être réalisée par l'entremise de gains d'efficience au niveau des charges d'exploitation et non par des hausses de coûts. » [note de bas de page supprimée, nous soulignons]

(iv) 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 » [note de bas de page omise]

(v) 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 :

10.1 En vous référant à (i) et aux valeurs de l'indicateur « *Indice de continuité normalisé* », veuillez expliquer l'écart entre la valeur observée en 2017 (162) et celles observées pendant les années 2013 à 2016 (126, 120, 143 et 143). Veuillez commenter l'opportunité d'exclure cette donnée pour établir la cible.

Réponse :

1 **Bien que les journées d'événements majeurs soient retirées du calcul de l'IC**
2 **normalisé, ce dernier demeure influencé par les événements météorologiques,**
3 **dont les impacts sont amplifiés par la présence de la végétation, et par les**
4 **défaillances d'équipement. Ces éléments ont contribué à la forte**
5 **augmentation de cet indicateur en 2017.**

6 **Le Distributeur est donc d'avis qu'il n'y pas lieu de retrancher la valeur de**
7 **2017 (162) de l'historique utilisé pour calculer la cible car cette valeur**
8 **témoigne de la variabilité de l'indicateur.**

10.2 En vous référant à (i) et aux valeurs de l'indicateur « *Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)* », veuillez expliquer l'écart entre la valeur observée en 2013 (214) et celles observées pendant les années 2014 à 2017 (100, 108, 134, 134). Veuillez commenter l'opportunité d'exclure cette donnée pour établir la cible.

Réponse :

9 **Le Distributeur est d'avis que la valeur de l'indicateur *Durée moyenne des***
10 ***interruptions par client (basse et moyenne tensions)* de 2013 témoigne de la**

1 variabilité de cet indicateur et, de ce fait, cette valeur doit être retenue dans le
2 calcul de la cible. La durée moyenne élevée en 2013 s'explique par le nombre
3 et l'envergure des événements majeurs qui ont occasionnés un plus grand
4 volume de pannes ayant une durée de 6 heures ou plus. Eu égard à la
5 variabilité climatique et l'incidence de la végétation, des événements
6 similaires à ceux observés en 2013 peuvent se reproduire.

10.3 En vous référant à (ii), veuillez détailler les services mis en place en 2016 et en 2017 pour le service « *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels* », notamment en termes de coûts, de structure d'organisation et du caractère permanent ou conjoncturel de leur instauration. Veuillez également exposer les motifs pour lesquels le Distributeur juge qu'une période de deux ans est relativement restreinte pour évaluer avec certitude l'impact de leur mise en place.

Réponse :

7 **Dans le cadre du dossier R-3980-2016, le Distributeur a expliqué la nature des**
8 **principales modifications apportées aux activités liées aux services à la**
9 **clientèle qui ont permis une diminution du résultat de l'indicateur *Délai moyen***
10 ***de réponse téléphonique* en 2016 ainsi qu'en 2017³.**

11 **Malgré les efforts déployés, et en raison de l'hiver 2017-2018 particulièrement**
12 **froid, le Distributeur fait état, à la page 13 de la pièce HQD-2, document 1**
13 **(B-0008), d'une augmentation au premier semestre de 2018 par rapport à celui**
14 **de 2017 du nombre d'appels aux centres de contact client et du temps de**
15 **traitement, ce qui a eu une incidence défavorable sur le résultat du *Délai***
16 ***moyen de réponse téléphonique*.**

17 **De plus, le Distributeur note une complexité grandissante des appels. Alors**
18 **que le libre-service permet à la clientèle d'obtenir l'information simple et de**
19 **régler les demandes simples, les centres de contact client récupèrent les**
20 **demandes les plus complexes qui évoluent selon le contexte d'affaires du**
21 **Distributeur. Effectivement, les demandes concernant l'option de mesurage**
22 **net se sont accrues en 2018 et le Distributeur anticipe un volume important de**
23 **demandes reliées aux options de tarification dynamique dans les prochaines**
24 **années.**

25 **Ainsi, comme le climat, l'évolution du contexte d'affaires et la complexité**
26 **croissante des demandes peuvent avoir une incidence sur le nombre d'appels**
27 **aux centres de contact client et sur le temps de traitement, le Distributeur**
28 **estime important de retenir un historique plus long que les deux seules**
29 **années 2016 et 2017.**

³ Voir le dossier R-3980-2016, pièce HQD-2, document 1 (B-0013), pages 6-7 et 18-19.

10.4 En vous référant à (iii), veuillez motiver le choix de la fourchette proposée en (i) pour l'indicateur « *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels* ».

Réponse :

1 Le Distributeur propose une méthode d'évaluation du maintien de la qualité du
2 service dont les paramètres sont ancrés dans l'historique récent des
3 indicateurs. Le Distributeur soutient la nécessité de recourir à une période
4 d'au moins cinq ans pour le calcul de l'écart type et à une période équivalente,
5 lorsque disponible, pour le calcul de la cible.

6 Le Distributeur est d'avis que l'objectivité de la méthode et la simplicité de
7 son application sont des avantages qui lui évitent le recours à des traitements
8 différents selon que les valeurs des indicateurs soient en hausse ou en
9 baisse. L'application d'une telle méthode permet ainsi un traitement uniforme
10 quel que soit le sens d'évolution des indicateurs. De plus, pour les indicateurs
11 qui ont affiché une stabilité notable au cours de la période historique de cinq
12 ans, la méthode peut s'avérer très contraignante en cas de baisse importante
13 de leur valeur.

14 Dans le cas de l'indicateur *Délai moyen de réponse téléphonique* des clients
15 résidentiels, les données historiques⁴ montrent une évolution témoignant de
16 l'impact favorable des services mis en place en 2016 et en 2017 mais
17 témoignent également de la sensibilité de cet indicateur aux événements
18 conjoncturels⁵. La cible et l'écart type sont ainsi calculés sur une période
19 historique qui permet d'évaluer le maintien de la qualité du service et non son
20 amélioration. Pour cette raison, l'évaluation du maintien ne doit pas être
21 réalisée à l'aide d'une cible ad hoc, comme le sous-entend le délai de
22 100 secondes indiqué à la référence (iii), mais bien à l'aide de valeurs
23 historiques.

10.5 Veuillez déposer, dans le format de la référence (i) et en format Excel, le calcul de l'IMQ selon la méthodologie décrite dans la référence (i) mais avec un traitement spécifique visant les objectifs énoncés dans la référence (iii). Veuillez, pour les indicateurs « *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients résidentiels* » et « *Délai moyen de réponse téléphonique – Clients commerciaux* », considérer la méthode de calcul de l'Indicateur uniformisé suivante :

- ✓ Lorsque le *Résultat* se chiffre à la *Cible* moins l'*Écart type*, *Indicateur uniformisé* = 1;
- ✓ Lorsque le *Résultat* se chiffre à la *Cible*, *Indicateur uniformisé* = -1;
- ✓ Interpolation ou extrapolation linéaire pour les autres valeurs du *Résultat*.

⁴ Inclus également les résultats à ce jour pour 2018 présentés en réponse à la question 10.7.

⁵ Voir la réponse à la question 10.3.

Réponse :

1 Le Distributeur est d'avis que l'évaluation du maintien de la qualité du service
2 doit être faite selon les principes qu'il a déjà énoncés⁶. La méthode de calcul
3 proposée à la question 10.5 va à l'encontre de ces principes.

4 L'objectif de l'IMQ est de valider le maintien de la qualité du service, condition
5 préalable au partage des écarts de rendement. Il ne vise pas à valider
6 l'amélioration de la qualité du service. À cet égard, le maintien est évalué par
7 rapport à une période de référence que le Distributeur définit comme étant la
8 moyenne des cinq dernières années. Or, selon le deuxième critère de la
9 méthode proposée à la question 10.5, l'indicateur du champ Services à la
10 clientèle dont la valeur est égale à la cible contribuerait négativement à l'IMQ
11 avec une valeur de -1. Selon l'interpolation linéaire, même des performances
12 meilleures que la cible contribueraient négativement.

13 À cet effet, le Distributeur conclut que, pour se conformer à l'objectif de l'IMQ
14 comme outil de validation du maintien de la qualité du service, la méthode
15 proposée à la question 10.5 aurait, pour l'indicateur *Délai moyen de réponse*
16 *téléphonique*, l'effet équivalent à retenir une moyenne (cible) et un écart type
17 inférieurs à ceux évalués à partir de la période historique de cinq ans, ce qui
18 contrevient aux principes de la méthode énoncés par le Distributeur.

10.6 Veuillez, pour chacun des indicateurs de performance, calculer et présenter les deux pourcentages suivants, lesquels permettent de mesurer la dispersion des données historiques par rapport à la cible :

- 1) Écart type divisé par la cible;
- 2) Écart type multiplié par deux, divisé par la cible.

Pour chacun des indicateurs de performance, veuillez commenter les deux pourcentages de dispersion calculés. Veuillez également motiver l'adoption de chacune des fourchettes autour de la cible qui en découle.

Réponse :

19 Le Distributeur présente au tableau R-10.6 les coefficients de variation des
20 indicateurs de qualité du service retenus. Le Distributeur rappelle qu'il
21 propose une méthode objective dont chaque évaluation est ancrée dans
22 l'historique. Les écarts types et, par conséquent, les coefficients de variation
23 sont estimés sur une période historique de cinq ans.

24 Les coefficients de variation font état de la dispersion relative des différents
25 indicateurs sans égard à l'unité de mesure et permettent ainsi de classer les
26 indicateurs des plus volatils, comme c'est le cas des deux indicateurs *Délai*
27 *moyen de réponse téléphonique* et de l'indicateur *Durée moyenne des*

⁶ Voir la pièce HQD-3, document 3.1 (B-0054) et la réponse à la question 10.4.

1 ***interruptions par client (basse et moyenne tensions), jusqu'aux moins volatils***
2 **comme c'est le cas des deux indices de satisfaction de la clientèle.**

3 **Le Distributeur rappelle justement qu'il a recours à l'utilisation des écarts**
4 **types pour uniformiser les indicateurs, car ceux-ci ont des volatilités**
5 **différentes. Cela permet d'éviter que certains indicateurs aient une grande**
6 **contribution à l'IMQ principalement en raison de leur grand niveau de**
7 **volatilité.**

8 **Tout comme l'écart type, le coefficient de variation découle directement de la**
9 **volatilité historique de chaque indicateur. Il ne fait que présenter l'amplitude**
10 **de l'écart type relativement à l'échelle de la moyenne (cible). Le Distributeur**
11 **suggère de ne pas porter de jugement sur l'étendue de la fourchette des**
12 **indicateurs pris individuellement en se basant sur le coefficient de variation,**
13 **puisque la méthode qu'il propose tient déjà compte de la volatilité des**
14 **indicateurs évaluée sur la période de référence et qu'il procède à**
15 **l'uniformisation de ces indicateurs. De plus, le Distributeur rappelle que l'IMQ**
16 **est une évaluation globale de la qualité du service basée sur la moyenne des**
17 **résultats de l'ensemble des indicateurs uniformisés et non sur la performance**
18 **de chaque indicateur pris individuellement.**

19 **Le Distributeur est d'avis que l'utilisation directe des résultats des indicateurs**
20 **de qualité du service, sans avoir recours à des pourcentages ou à une**
21 **transformation du résultat, nécessite la prise en compte adéquate de la**
22 **variabilité de ces derniers. Voir à cet effet la réponse à la question 19.5 de la**
23 **demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1**
24 **(B-0062).**

TABLEAU R-10.6 :
COEFFICIENTS DE VARIATION POUR LES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE RETENUS POUR L'IMQ

INDICATEURS	cible	écart type	coefficient de variation	
			1 écart type	2 écart type
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE				
1 ISC combiné R-C-A	8,15	0,11	1%	3%
2 Clients Grande puissance	8,50	0,08	1%	2%
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE				
3 Indice de continuité normalisé	139	17	12%	24%
4 Nombre de pannes basse tension	26 690	805	3%	6%
5 Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)	138	45	33%	65%
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE				
6 Délai moyen de raccordement simple en aérien	6,8	0,6	9%	18%
7 Taux de respect global des interruptions planifiées	84	2	2%	5%
SERVICES À LA CLIENTÈLE				
8 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	156	71	46%	91%
9 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	151	63	42%	83%
SÉCURITÉ				
10 Taux de fréquence des accidents	3,3	0,3	9%	18%

10.7 Veuillez présenter et commenter les résultats de chacun des indicateurs les plus à jour pour l'année 2018.

Réponse :

1 Le Distributeur présente les résultats des indicateurs les plus à jour au
 2 tableau R-10.7.

**TABLEAU R-10.7 :
RÉSULTATS DES INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE LIÉS AU MTÉR
LES PLUS À JOUR POUR L'ANNÉE 2018**

INDICATEURS	valeur	date
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE		
1 ISC combiné R-C-A	8,24	oct-18
2 Clients Grande puissance	8,52	juin-18
FIABILITÉ DU SERVICE ÉLECTRIQUE		
3 Indice de continuité normalisé	148	oct-18*
4 Nombre de pannes basse tension	25 292	oct-18*
5 Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)	149	oct-18
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE		
6 Délai moyen de raccordement simple en aérien	7,2	oct-18
7 Taux de respect global des interruptions planifiées	82	sept-18
SERVICES À LA CLIENTÈLE		
8 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients résidentiels	83	oct-18
9 Délai moyen de réponse téléphonique - Clients commerciaux	127	oct-18
SÉCURITÉ		
10 Taux de fréquence des accidents	2,7	oct-18**

* Pour les indicateurs *Indice de continuité normalisé* et *Nombre de pannes basse tension*, les valeurs se cumulent sur une base annuelle et les résultats au 31 octobre ne sont donc pas comparables aux résultats annuels précédents. Au 31 octobre 2017, le résultat de l'*Indice de continuité normalisé* est de 132 minutes et celui du *Nombre de pannes basse tension* est de 22 576.

** Pour l'indicateur *Taux de fréquence des accidents*, une valeur calculée sur une période de 10 mois n'est pas comparable avec une valeur annuelle. Au 31 octobre 2017, le résultat de l'indicateur (selon les paramètres révisés au 1^{er} janvier 2018) est de 2,9.

1 En ce qui concerne la satisfaction de la clientèle, l'ISC combiné (R-C-A)
2 cumulatif à la fin du mois d'octobre 2018 est stable par rapport l'année 2017
3 (8,2), et, après la première vague d'entrevues⁷ en 2018, l'ISC des clients
4 Grande puissance se situe aussi au même niveau que celui de 2017 (8,5).

5 Sur le plan de la fiabilité du service électrique, les indicateurs *Indice de*
6 *continuité normalisé* et *Nombre de pannes basse tension* affichent une
7 augmentation, par rapport aux valeurs des années passées, qui est en lien
8 avec les éléments mentionnés en réponse à la question 10.1. L'indicateur

⁷ En raison de la population restreinte, le sondage pour l'ISC Grande puissance n'est pas réalisé en continu tout au long de l'année mais en deux vagues. La deuxième vague est actuellement en cours et les résultats ne seront disponibles qu'au mois de décembre.

1 **Durée moyenne des interruptions par client (basse et moyenne tensions)**
2 **affiche un résultat plus en continuité avec l'historique depuis 2014.**

3 **Pour ce qui est du champ Alimentation électrique, les indicateurs sont,**
4 **somme toute, en continuité avec les valeurs de l'année précédente.**

5 **Concernant les services à la clientèle, le Distributeur note que l'indicateur**
6 **Délai moyen de réponse téléphonique pour les clients résidentiels est en**
7 **continuité avec les résultats des deux dernières années. Toutefois, le délai de**
8 **réponse pour la clientèle commerciale a augmenté. Cette évolution s'explique**
9 **d'abord par le fait que des ressources desservant les clients commerciaux ont**
10 **contribué à répondre au surplus d'appels provenant de la clientèle**
11 **résidentielle, ensuite par une hausse du temps de traitement des appels des**
12 **clients commerciaux en raison de leur plus grande complexité en 2018, et**
13 **finalement par une hausse du nombre de demandes d'abonnement au**
14 **mesurage net en 2018⁸.**

10.8 À la lumière des résultats des indicateurs pour les années 2017 et 2018, veuillez présenter des cibles réalistes pour chacun des indicateurs pour l'année 2019. Veuillez élaborer.

Réponse :

15 **Le Distributeur est d'avis que les cibles qu'il propose dans sa preuve**
16 **répondent à l'objectif de l'IMQ qui est la mesure du maintien de la qualité du**
17 **service. Elles sont calculées à partir de l'historique des cinq dernières années**
18 **et par conséquent, elles sont réalistes.**

10.9 Veuillez indiquer, parmi les valeurs présentées dans la référence (i), lesquelles résultent de calculs dont le résultat est arrondi. Veuillez motiver le choix d'arrondir certaines valeurs et pas d'autres. Veuillez également commenter l'impact de l'approche choisie sur la valeur de l'IMQ.

Réponse :

19 **Dans le calcul de la moyenne et de l'écart type de chaque indicateur, le**
20 **Distributeur a utilisé une précision équivalente à celle des valeurs utilisées**
21 **habituellement dans les dossiers tarifaires et rapports annuels. Celle-ci diffère**
22 **selon les indicateurs et correspond à celle affichée au tableau A-1**
23 **(référence (i)).**

24 **Les valeurs des résultats uniformisés ne sont toutefois pas arrondies, bien**
25 **qu'elles soient présentées au tableau A-1 à deux décimales. Le calcul de l'IMQ**

⁸ Voir la réponse à la question 3.1 de la FCEI à la pièce HQD-14, document 6 (B-0072).

1 **utilise l'ensemble des décimales de ces valeurs, puisque celles-ci sont le**
2 **résultat de ratios ((résultat - moyenne) / écart type). Le Distributeur les utilise**
3 **donc de manière non arrondie pour les fins du calcul de l'IMQ.**

10.10 Lorsqu'un indicateur uniformisé, selon la référence (i), prend une valeur supérieure à 1, veuillez indiquer si ce résultat ne reviendrait pas à attribuer un pointage supérieur à la pondération maximale de l'indice correspondant selon les références (iv) et (v). Veuillez élaborer.

Réponse :

4 **Plusieurs éléments distinguent la méthode proposée par le Distributeur de**
5 **celle utilisée par Énergir. Le Distributeur propose une évaluation globale de la**
6 **qualité du service, selon laquelle l'IMQ mesure la variation nette de la qualité**
7 **du service. C'est sur cette base que le Distributeur considère qu'il y a**
8 **globalement un maintien de la qualité du service lorsque l'IMQ est au-delà**
9 **de -1. Il ne procède pas indicateur par indicateur.**

10 **Le Distributeur a mentionné, en réponse à la question 19.5 de la demande de**
11 **renseignements n° 1 de la Régie⁹, la similitude entre le mode de calcul de la**
12 **réalisation des indices et le seuil de -1 de la mesure globale de la qualité de**
13 **service du Distributeur mesurée par l'IMQ. Néanmoins, le Distributeur n'est**
14 **pas en mesure d'évaluer comment le résultat d'un indicateur supérieur à la**
15 **moyenne historique de plus d'un écart type se comparerait à un système de**
16 **référence complexe dissocié de l'historique. À cet égard, le Distributeur**
17 **souligne que l'existence de seuils tels qu'ils sont appliqués dans la méthode**
18 **d'Énergir ne renseigne pas, en soi, sur la difficulté ou la facilité de les**
19 **rencontrer.**

10.11 Veuillez présenter et commenter les impacts sur le calcul de l'IMQ et sur la modulation du partage des écarts de rendement si la valeur de chacun des indicateurs uniformisés était limitée à 1.

Réponse :

20 **Le calcul de l'IMQ que le Distributeur propose est intrinsèquement lié à sa**
21 **proposition de modulation du partage des écarts favorables de rendement. La**
22 **modification des paramètres du calcul de l'IMQ nécessiterait, de ce fait, une**
23 **révision des paramètres de la liaison des indicateurs de performance au**
24 **MTÉR.**

⁹ Voir la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).

1 Si la valeur de chacun des indicateurs uniformisés est limitée à 1, l'évaluation
 2 nette de la qualité du service ainsi que la modulation proposée du partage des
 3 écarts favorables de rendement ne seront plus respectées. Il serait alors
 4 nécessaire de revoir à la baisse les valeurs des seuils de l'IMQ qui modulent
 5 la part des écarts de rendement à laquelle le Distributeur est éligible en vertu
 6 du MTÉR, tout en conservant l'interpolation linéaire entre ces valeurs.

10.12 Veuillez élaborer à propos des corrélations pouvant exister entre les cinq regroupements d'indicateurs de performance. Veuillez notamment qualifier, à l'aide du tableau suivant, en cochant les cases appropriées, s'il existe une corrélation faible, moyenne ou forte entre chacune des paires possibles de regroupements d'indicateurs de performance.

	Satisfaction de la clientèle	Fiabilité du service électrique	Alimentation électrique	Services à la clientèle	Sécurité
Satisfaction de la clientèle	s.o.	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte
Fiabilité du service électrique	s.o.	s.o.	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte
Alimentation électrique	s.o.	s.o.	s.o.	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte
Services à la clientèle	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	<input type="checkbox"/> Faible <input type="checkbox"/> Moyenne <input type="checkbox"/> Forte
Sécurité	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.

Réponse :

7 Compte tenu du nombre restreint d'observations disponibles, le Distributeur
 8 n'est pas en mesure de se prononcer sur les corrélations présentes entre les
 9 regroupements d'indicateurs. Toutefois, il est en mesure de procéder à des
 10 observations qualitatives sur les liens qui existent entre ces regroupements.

11 Les dimensions qui composent les indices de satisfaction de la clientèle (ISC)
 12 sont définies à partir des services offerts par le Distributeur à ses clients pour
 13 remplir sa mission. Ainsi, la satisfaction des clients à l'égard de la fiabilité du
 14 service électrique, de l'alimentation électrique et des services à la clientèle se
 15 reflète inévitablement dans ces indices de satisfaction. Le champ Sécurité n'a

1 toutefois pas d'incidence sur la satisfaction des clients puisque celle-ci est
2 mesurée à l'égard de quatre dimensions¹⁰ qui excluent la sécurité.

3 Les liens entre la fiabilité du service électrique et l'alimentation électrique
4 sont marqués puisque les ressources disponibles pour les demandes
5 d'alimentation et les travaux de maintenance ou de renouvellement sont
6 partagées. Aussi, des retards dans ces secteurs pourraient occasionner, à
7 moyen et long terme, un nombre de pannes avec une durée plus élevée. De
8 plus, les interruptions planifiées sur le réseau moyenne tension représentent
9 environ 17,5 % de l'IC normalisé. Une variation du nombre ou de la durée des
10 interruptions planifiées aura donc un impact sur l'IC normalisé. Le
11 Distributeur souligne par ailleurs, que parmi les interruptions planifiées, celles
12 de la maintenance sont nécessaires afin d'assurer le maintien de la fiabilité du
13 service. Une occurrence importante de pannes entraînera aussi une
14 augmentation des délais pour l'alimentation électrique puisque les ressources
15 seront mobilisées à rétablir le service.

16 De plus, comme les manœuvres assurant la sécurité des travailleurs peuvent
17 avoir un impact sur la durée des interruptions (pannes ou interruptions
18 planifiées) et qu'une augmentation du nombre de demandes d'alimentation, de
19 pannes ou d'interruptions planifiées contribue à accroître l'exposition au
20 risque, le Distributeur considère que le lien entre la sécurité, la fiabilité du
21 service électrique et l'alimentation électrique est aussi important.

22 Les pannes, interruptions et demandes de raccordement ont une influence sur
23 le *Délai moyen de réponse téléphonique* car ils génèrent des appels
24 supplémentaires. Par leur caractère imprévu, les pannes ont une incidence
25 plus grande sur cet indicateur puisque le Distributeur n'est pas toujours en
26 mesure d'adapter parfaitement les services dans ses centres de contact client
27 aux besoins (gestion des files ou encore du nombre de représentants). Ainsi,
28 le Distributeur considère qu'il y a aussi un lien important entre la fiabilité du
29 service électrique, l'alimentation électrique et les indicateurs reliés aux
30 services à la clientèle.

31 Le Distributeur rappelle qu'il a pour objectif de fournir à ses clients une
32 alimentation électrique fiable et un service à la clientèle accessible et de
33 qualité, ce à quoi contribue l'ensemble des champs d'intervention ciblés par
34 le mécanisme de liaison. Ainsi, l'occurrence de résultats très divergents est
35 peu probable.

¹⁰ Ces dimensions sont : 1-Satisfaction à l'égard de la qualité et de la continuité du service électrique ; 2-satisfaction à l'égard de la facture (sans tenir compte du prix) ; 3-satisfaction à l'égard des produits et les services offerts pour vous aider à mieux gérer votre consommation et vos coûts énergétiques ; 4-Satisfaction à l'égard du service à la clientèle.

PRÉVISION DES VENTES

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 9;
 - (ii) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 28;
 - (iii) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 15.
 - (iv) Dossier R-4045-2018, pièce [B-0049](#), p. 8.

Préambule :

- (i) Dans le présent dossier, le Distributeur indique que :

« Aux secteurs commercial, institutionnel et industriel PME, la croissance des ventes est de l'ordre de 700 GWh par année en 2018 et 2019, dont environ 250 GWh attribuables à l'impact de l'activité économique. Quant aux efforts de développement des marchés visant les centres de données, l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les serres, ils permettent d'ajouter 462 GWh aux ventes entre 2017 et 2018 et 633 GWh entre 2018 et 2019, essentiellement au tarif LG. Dans une moindre mesure, l'impact des véhicules électriques sur la croissance des ventes en 2019 est de 10 GWh ».

- (ii) Dans le dossier R-4045-2018, le Distributeur indique que :

« L'impact de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sur les ventes et revenus est de 330 GWh et 17 M\$ pour l'année de base 2018 et de 820 GWh et 42 M\$ pour l'année témoin 2019, dont 53 GWh et 3 M\$ au tarif M pour ces deux années. Le reste des ventes et revenus se retrouvent au tarif LG.

Le Distributeur n'est pas en mesure d'évaluer l'incidence globale de cet usage sur les revenus requis, car la nouvelle catégorie de consommateurs relative à l'usage cryptographique n'est pas encore en vigueur. Par conséquent, il est impossible d'y associer un coût de service spécifique. »

[nous soulignons]

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie a préparé le tableau suivant :

**Impacts de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs
sur les ventes (GWh) et revenus (M\$)**

	R-4057-2018 Référence (i)		R-4045-2018 Référence (ii)	
Année de base 2018	330 GWh	17 M \$	462 GWh	À compléter
Année témoin 2019	820 GWh	42 M \$	633 GWh	À compléter

- (iii) Dans le dossier R-4045-2018, le Distributeur indique que :

« L'impact potentiel favorable de 56 M\$ sur les revenus requis de 2019 s'explique, d'une part, par des ventes additionnelles de près de 4,2 TWh correspondant à des revenus supplémentaires estimés à 204 M\$ et, d'autre part, par des achats supplémentaires liés à ces ventes, lesquels sont estimés à 148 M\$, incluant l'ajustement des contrats spéciaux.

Voici les hypothèses retenues aux fins du calcul de l'impact sur le revenu requis :

- ajout à la marge de ventes additionnelles pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs de 4,2 TWh ;
- effacement de 95 % pour cet usage durant les 300 pointes horaires les plus fortes du Distributeur ;
- aucune majoration du revenu unitaire pour les ventes additionnelles.

Le Distributeur rappelle que l'impact potentiel de 56 M\$, à la marge de l'année témoin 2019, est à titre illustratif. » [nous soulignons]

(iv) Dans le dossier R-4045-2018, le Distributeur indique également que :

« Le Distributeur prévoit octroyer un bloc de 300 MW en sus du potentiel de puissance déjà attribué aux réseaux municipaux¹ pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sous réserve de l'information attendue invoquée en réponse à la question 2.1. Le Distributeur considère donc une charge de 158 MW pour les abonnements existants, 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux et 300 MW pour le nouveau bloc qui sera attribué au moyen de l'appel de propositions. Toutes les charges seront interruptibles, à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures. »

Demandes :

11.1 Veuillez compléter le tableau présenté au préambule.

Réponse :

1 **Les valeurs présentées à la référence (ii) couvrent uniquement le volume des**
2 **ventes et des revenus prévus associés à l'usage cryptographique appliqué**
3 **aux chaînes de blocs.**

4 **Le Distributeur tient à préciser que les chiffres présentés à la référence (i)**
5 **sont des chiffres de croissance pour l'ensemble du développement de**
6 **marchés, qui inclut les centres de données, l'usage cryptographique appliqué**
7 **aux chaînes de blocs et les serres. Le Distributeur réfère la Régie à la réponse**
8 **à la question 2.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14, document 3 (B-0067) pour**
9 **le détail de la croissance par secteur d'activité. En ajoutant la croissance**
10 **spécifique à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs au**
11 **volume des ventes pour l'année 2017, les volumes de ventes des années 2018**
12 **et 2019 obtenus sont identiques aux valeurs mentionnées dans le dossier**
13 **R-4045-2018.**

14 **Le tableau R-11.1 présente le volume et la croissance des ventes pour l'année**
15 **de base (2018) et l'année témoin (2019) pour l'usage cryptographique appliqué**
16 **aux chaînes de blocs.**

TABLEAU R-11.1 :
IMPACTS DE L'USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS
SUR LES VENTES (GWh) ET LES REVENUS (M\$)

	Ventes (GWh)*		Revenus (M \$)*
	Volume	Croissance	Volume
2017	34		1
2018	325	291	17
2019	818	493	42

* Les valeurs des ventes et des revenus ont été arrondies dans le dossier R-4045-2018

11.2 Veuillez concilier les données en GWh et en M\$ présentées aux dossiers R-4057-2018 (référence (i)) et R-4045-2018 (référence (ii)), pour l'année de base 2018 et pour l'année témoin 2019. Veuillez également concilier les données par catégorie de consommateur. Veuillez expliquer les écarts.

Réponse :

1 **Comme indiqué à la réponse à la question 11.1, les valeurs des ventes et des**
 2 **revenus sont identiques pour les dossiers R-4057-2018 et R-4045-2018. Les**
 3 **données par catégories de consommateurs sont également identiques dans**
 4 **les deux dossiers.**

11.3 Veuillez indiquer si l'impact potentiel favorable de 56 M\$ (référence (iii)) sur les revenus requis de 2019, soit des revenus 204 M\$ (4,2 TWh) et des coûts de 148 M\$, a été pris en compte dans le présent dossier. Veuillez expliquer.

Réponse :

5 **Le Distributeur confirme que l'impact potentiel favorable de 56 M\$ sur les**
 6 **revenus requis de 2019, présenté à titre illustratif, n'a pas été pris en compte**
 7 **dans le présent dossier.**

8 **Le Distributeur prévoit que cet impact potentiel favorable ne se réalisera pas**
 9 **en 2019. Voir à ce sujet, la réponse à la question 11.4.**

11.4 Advenant le cas où la Régie autorisait la *Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage de cryptographique appliqué aux chaîne de blocs* (dossier R-4045-2018), tel que proposée par le Distributeur (référence (iv)), veuillez estimer l'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2019, par composante. Veuillez indiquer les données en GWh et en M\$ par catégorie de consommateurs. Veuillez distinguer les données déjà prise en compte dans le présent dossier et celles non prises en compte.

Réponse :

1 Advenant le cas où la Régie autorisait la *Demande de fixation de tarifs et*
2 *conditions de service pour l'usage de cryptographique appliqué aux chaînes*
3 *de blocs* (dossier R-4045-2018), le Distributeur ne prévoit pas que des
4 quantités additionnelles se concrétiseraient en 2019.

5 En effet, certains facteurs pourraient engendrer des délais dans la mise en
6 service des projets, soit la date de décision au dossier R-4045-2018, le temps
7 nécessaire au processus d'appel de propositions, les délais de raccordement
8 pour les projets retenus ainsi que l'établissement du prix pour les
9 abonnements existants prévu en phase 3 du dossier R-4045-2018.

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

Facteur Y à titre de contributions à des projets de raccordement

12. Références : (i) Pièce [B-0021](#), p. 14;
(ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0176](#);
(iii) Dossier R-4011-2017, pièce [C-AQCIE-CIFQ-0032](#), p. 59.

Préambule :

(i) « Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître en bloc l'ensemble de la rubrique Contributions à des projets de raccordement à titre de Facteur Y. »

(ii) Dans le cadre de l'examen des caractéristiques du MRI, Concentric a déposé un balisage sur les facteurs Y.

(iii) Dans le cadre de l'examen des caractéristiques du MRI, PEG a déposé un balisage sur les facteurs Y.

Demande :

Question au Distributeur et à Concentric

12.1 Veuillez déposer une étude de balisage et/ou un témoignage de votre expert sur le traitement du facteur Y à titre de contributions à des projets de raccordement par les autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains.

Réponse :

10 Les contributions à des projets de raccordement sont spécifiques à
11 Hydro-Québec. Dans une telle situation, ou toute autre qui lui serait
12 spécifique, le Distributeur ne voit pas la pertinence d'effectuer de balisage.
13 Par ailleurs, comme indiqué au premier paragraphe de la réponse à la
14 question 13.4, c'est également par souci de cohérence avec le traitement des

1 contributions effectué par le Transporteur que le Distributeur privilégie le
2 traitement de l'ensemble de ces contributions à titre de Facteur Y.

Complément de réponse de Concentric :

3 Concentric is not aware of electric distribution companies operating under a
4 PBR plan that are subject to the same approach of allocating the costs of
5 transmission network upgrades resulting from new load; therefore, this Y
6 factor is specific to HQD. As stated in HQD's responses to questions 13.1 and
7 13.2, the Company does not have sufficient control of these costs due to,
8 among other issues, the timing of when projects are placed in service, the
9 needs of new customers, the difference in timing between load forecasts and
10 planning, and the authorization and realization of projects.

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 12;
 - (ii) Pièce [B-0021](#), p. 14;
 - (iii) Décision [D-2018-067](#), p. 73;
 - (iv) Pièce [B-0062](#), p. 70.

Préambule :

(i) « Comme expliqué en réponse à la demande de renseignements précitée, le contexte économique, les besoins des partenaires d'affaires, les délais entre l'établissement de la prévision de la demande et la planification, l'autorisation et la réalisation des projets influencent la prévision des contributions et expliquent les écarts constatés au fil des années. Ces éléments affaiblissent l'acuité des prévisions des contributions à des projets de raccordement faisant en sorte que les contributions réelles peuvent être significativement différentes des contributions autorisées.

Bien que la mise à jour du plan des charges soit au coeur de l'établissement de la prévision de la contribution requise, le Distributeur réitère que la prévision est également tributaire de nombreux aléas. À titre d'exemple, l'abandon par un client d'un projet d'implantation ou le report de la date de mise en service des projets liés aux appels d'offre éoliens peuvent être une source d'écart, ces exemples illustrant le fait que le Distributeur n'a pas de contrôle sur les contributions à des projets de raccordement. » [nous soulignons]

(ii) « Bien que l'imprévisibilité des montants liés aux contributions découle des mises en service récentes, le Distributeur propose le traitement en bloc à titre de Facteur Y de l'ensemble des coûts inclus à cette rubrique en facilitant ainsi l'application. Ce traitement en bloc permettra également de faciliter l'intégration des ajustements découlant de la Politique d'ajouts au réseau de transport qui, lorsqu'ils seront intégrés aux contributions du Distributeur, auront un impact majeur sur ses revenus requis. » [nous soulignons]

(iii) « [332] La Régie y précise notamment, à la lumière du témoignage de l'expert CEA, que le contrôle du Distributeur n'a pas à être complet et global sur l'ensemble des composantes. Il suffit qu'il exerce un contrôle suffisant sur les composantes principales de cet élément de coût. »

(iv) Le Distributeur présente au tableau R-25.1, l'évolution sur la période de 2006 à 2019 de l'ensemble de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement ».

**TABLEAU R-25.1:
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT**

Années	Charge d'amortissement				Rendement de la base de tarification				Base de tarification (moyenne 13 soldes)			
	Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts	
			M\$	%			M\$	%			M\$	%
2006	-	-	-	-	-	0,5	0,5	100%	-	5,847	5,847	100%
2007	-	1,1	1,1	100%	-	6,0	6,0	100%	-	73,941	73,941	100%
2008	1,7	1,3	(0,4)	-24%	7,3	5,5	(1,8)	-25%	93,953	69,119	(24,834)	-26%
2009	1,3	1,1	(0,2)	-15%	5,1	4,4	(0,7)	-14%	68,178	61,591	(6,587)	-10%
2010	1,3	1,7	0,4	31%	4,3	4,2	(0,1)	-2%	56,979	57,314	0,335	1%
2011	1,0	1,7	0,7	70%	3,9	3,9	-	0%	53,764	53,857	0,093	0%
2012	1,9	2,1	0,2	11%	4,6	4,7	0,1	2%	68,243	71,554	3,311	5%
2013	0,9	2,2	1,3	144%	2,2	4,8	2,6	118%	33,782	75,169	41,387	123%
2014	4,0	3,9	(0,1)	-3%	7,7	7,3	(0,4)	-5%	107,435	101,993	(5,442)	-5%
2015	8,3	6,3	(2,0)	-24%	18,1	13,4	(4,7)	-26%	256,228	191,094	(65,134)	-25%
2016	8,9	11,2	2,3	26%	21,1	25,7	4,6	22%	303,646	373,241	69,595	23%
2017	12,3	12,7	0,4	3%	28,1	28,5	0,4	1%	407,247	408,110	0,863	0%
2018	12,6	12,6	-	0%	29,4	29,4	-	0%	414,985	415,991	1,006	0%
2019	18,5	18,5	-	0%	44,6	44,6	-	0%	622,894	622,894	-	0%

¹ Année de base pour 2018 et Année témoin pour 2019

La Régie note que les écarts entre le montant autorisé et le réel de 2006-2017 de la charge d'amortissement et du rendement de la base de tarification sont inférieurs au seuil de matérialité de 15 M\$.

Demandes :

13.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a un contrôle suffisant sur la mise à jour des plans de charges qui est au cœur de l'établissement de la prévision des contributions à des projets de raccordement. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 Le Distributeur est d'avis qu'il n'exerce pas un contrôle suffisant sur la mise à
2 jour du plan de charges requis pour l'établissement de la prévision des
3 contributions aux projets en croissance du Transporteur. Les écarts
4 importants constatés entre les prévisions et les résultats réels s'expliquent
5 par des facteurs de nature imprévisible.

6 Le Distributeur précise que le tableau R-25.1 apparaissant à la référence (iv)
7 présente les contributions à des projets de raccordement avec le
8 Transporteur, le Producteur et autres. Les contributions avec le Transporteur
9 regroupent différents types dont celles pour ses projets en croissance du
10 Transporteur.

11 Comme décrit au dossier R-4011-2017¹¹, le Distributeur doit, dans
12 l'établissement de ses prévisions, s'assurer de l'arrimage entre le plan des
13 charges et des ressources (plan des charges), l'évolution de la demande
14 québécoise, le plan d'approvisionnement ainsi que la gestion de la puissance.

¹¹ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-15, document 1.4 (B-0115), réponse à la question 8.1.

1 Le plan des charges, effectué annuellement, se conclut à l'automne. Il
2 présente le portrait à une date donnée de la prévision de croissance de la
3 charge de plus de 400 postes du Transporteur et permet de cibler les
4 investissements requis par le Distributeur et le Transporteur pour répondre
5 aux besoins anticipés de la clientèle québécoise. Conséquemment, tout
6 changement important dans les besoins de la clientèle aura des
7 conséquences sur le plan des charges.

8 Dans le dossier R-4011-2017, la Régie soulevait la problématique entourant
9 l'acuité des prévisions relatives à l'évaluation de la contribution requise du
10 Distributeur¹². Le Distributeur mentionnait être conscient des préoccupations
11 de la Régie à cet égard et expliquait les changements apportés afin
12 d'améliorer l'acuité de la prévision. Malgré les changements apportés et
13 comme mentionné précédemment, le Distributeur constate l'impact significatif
14 des facteurs hors de son contrôle sur ces prévisions.

15 Le Distributeur rappelle que l'acuité des prévisions des contributions à des
16 projets de raccordement est principalement affectée par les facteurs
17 suivants¹³:

18 • **Contexte économique**

19 Les besoins en croissance sont influencés par le contexte économique.
20 À titre d'exemple, une période de récession amènera des grands
21 clients à reporter ou suspendre leurs projets de raccordement, alors
22 qu'en période de croissance économique, ils voudront réaliser de
23 nouveaux projets ou devancer ceux déjà planifiés. Ces changements
24 entraînent un déplacement des travaux prévus et conséquemment un
25 déplacement des mises en service planifiées pour une année donnée.

26 • **Besoin des partenaires d'affaires**

27 La révision des besoins par les partenaires d'affaires, notamment les
28 clients actuels ou futurs du Distributeur, les producteurs privés et les
29 grands clients, peut avoir des impacts sur l'envergure des travaux
30 demandés. L'ajout ou le retrait d'options affecte généralement le coût
31 des travaux. Par ailleurs, l'évolution des besoins entraîne une variation
32 du nombre de MW additionnels sur 20 ans et, par conséquent, du
33 montant maximal d'allocation du Transporteur. L'ensemble de ces
34 changements influence le montant de la contribution requise du
35 Distributeur.

¹² Dossier R-4011-2017, HQD-15, document 1.4 (B-0115), réponse à la question 8.1.

¹³ Pièce HQD-14, document 8.1 (B-0074), réponse à la question 12.4 de la demande de renseignements n° 1 d'OC.

- 1 • Délais entre la prévision de la demande et la planification

2 Des hypothèses sont utilisées pour déterminer les coûts et le
3 calendrier des travaux. Des facteurs externes peuvent conduire à des
4 modifications avant la réalisation des travaux.

- 5 • Autorisation des projets

6 Les délais d'obtention des autorisations réglementaires, municipales,
7 environnementales ou autres étapes préalables à la réalisation des
8 travaux se répercutent sur le début de la réalisation des travaux et, par
9 conséquent, sur la date de mise en service planifiée pour une année
10 donnée.

- 11 • Réalisation des projets

12 Certains modifications aux travaux initialement planifiés peuvent
13 survenir en cours de réalisation et influencer tant les coûts que la
14 durée des travaux et la mise en service des projets.

15 Le Distributeur rappelle que la prévision de la contribution requise est établie
16 uniquement sur des projets de raccordement dont la mise en service est
17 prévue durant l'année planifiée. La contribution est constatée intégralement
18 au cours de l'année où le projet est mis en service et, par conséquent, ne peut
19 être partagée entre deux années. Ainsi, le report de la mise en service d'un
20 seul projet important, peut affecter de façon significative l'estimation de la
21 prévision.

22 Le Distributeur a notamment constaté des variations importantes pour les
23 projets suivants :

24 *Projets en croissance du Transporteur :*

- 25 • Reconstruction du poste De Lorimier
- 26 ○ Demande tarifaire 2018 : La mise en service était prévue en 2017.
27 Ainsi, l'année de base 2017 présentait un écart entre l'allocation
28 maximale et les coûts de -33,0 M\$¹⁴ pour ce projet.
- 29 ○ Demande tarifaire 2019 : La mise en service a été reportée en 2018.
30 Ainsi, le montant prévu pour l'année de base 2017 ne peut être
31 présenté dans les résultats réels de 2017. Il est plutôt présenté à
32 l'année de base 2018 pour un montant de -54,4 M\$¹⁵.
- 33 ○ Par ailleurs, le Distributeur précise que le montant a varié en raison
34 de la mise à jour des MW additionnels sur 20 ans, du montant

¹⁴ Dossier R-4011-2017, pièce HQD-9, document 7 (B-0040), tableau 16.

¹⁵ Voir la mise à jour du 20 mars 2018 du Transporteur faisant suite à la décision D-2018-021, dossier R-4012-2017, pièce HQT-5, document 1 (B-0146), tableau 6.

1 maximal d'allocation du Transporteur et d'une révision des coûts
2 des travaux.

- 3 • **Raccordement de l'usine JR Marcotte**
- 4 ○ **Demande tarifaire 2018** : La mise en service était prévue en 2018.
5 L'année témoin 2018 présentait donc l'écart entre l'allocation
6 maximale et les coûts, qui s'élevait à 21,7 M\$¹⁶.
- 7 ○ **Demande tarifaire 2019** : La mise en service a été reportée en 2019.
8 Ainsi, le projet n'apparaît pas dans l'année de base 2018, mais est
9 plutôt présenté à l'année témoin 2019, sous la rubrique
10 Raccordement de clients du Distributeur¹⁷.
- 11 • **Aluminerie de Bécancour Inc (ABI)**
- 12 ○ **Demande tarifaire 2018** : La mise en service était prévue en 2018.
13 Le projet était présenté dans l'année témoin 2018. L'écart entre
14 l'allocation maximale et les coûts s'élevait à 25,2 M\$¹⁸.
- 15 ○ **Demande tarifaire 2019** : La mise en service a été reportée en 2021,
16 ainsi le projet n'apparaît plus dans les prévisions présentées dans
17 le dossier tarifaire 2019, ni à l'année de base 2018, ni à l'année
18 témoin 2019.

19 ***Contribution avec le Transporteur – Appel d'offres éolien :***

20 **La contribution du Distributeur relative à l'intégration au réseau des parcs**
21 **éoliens retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-02 était de 54,9 M\$ à**
22 **l'année témoin 2018. La mise en service a été reportée à 2020, ce qui diminue**
23 **d'autant la contribution de l'année de base 2018.**

24 **Pour toutes ces raisons, le Distributeur réitère que les contributions à des**
25 **projets de raccordement ne cadrent pas avec la trajectoire définie par la**
26 **Formule d'indexation en raison de l'imprévisibilité des montants s'y**
27 **rattachant et en raison de l'absence de contrôle sur les projets du**
28 **Transporteur.**

13.2 Veuillez commenter sur le fait que le contrôle du Distributeur n'a pas à être complet et global sur l'ensemble des composantes et aléas, dans le cadre de la prévision des contributions à des projets de raccordement. Veuillez faire le lien avec la référence (iii).

¹⁶ Voir la mise à jour du 20 mars 2018 du Transporteur faisant suite à la décision D-2018-021, dossier R-4012-2017, pièce HQT-5, document 1 (B-0146), tableau 6.

¹⁷ Pièce HQD-9, document 2 (B-0040), tableau 17.

¹⁸ Voir la mise à jour du 20 mars 2018 du Transporteur faisant suite à la décision D-2018-021, dossier R-4012-2017, pièce HQT-5, document 1 (B-0146), tableau 6.

Réponse :

1 Le Distributeur comprend que le contrôle n'a pas à être complet et global pour
2 qu'un élément soit considéré dans la Formule d'indexation.

3 Cependant, comme il est plus amplement décrit en réponse à la question 12.4
4 de la demande de renseignements n° 1 d'OC¹⁹, le Distributeur tient à rappeler
5 que le contexte économique, la révision des besoins des partenaires
6 d'affaires, les délais entre la prévision de la demande et la planification ainsi
7 que les modifications en cours de réalisation des projets, sont tous des
8 facteurs hors de son contrôle et affectant ses prévisions relatives aux
9 contributions à des projets de raccordement.

10 Pour toutes ces raisons, le Distributeur réitère que, globalement, il considère
11 ne pas avoir de contrôle sur les contributions à des projets de raccordement.

13.3 Veuillez commenter les écarts entre le montant autorisé et le réel de 2006-2017 de la charge d'amortissement et du rendement de la base de tarification de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement », inférieurs au seuil de matérialité de 15 M\$.

Réponse :

12 Le Distributeur tient à rappeler que, selon la décision D-2018-067 de la Régie²⁰,
13 le critère de seuil de matérialité à 15 M\$ s'applique sur le montant total de
14 l'élément de coût et que ce dernier doit dépasser le seuil régulièrement. Ainsi,
15 le seuil de 15 M\$ ne s'applique pas aux écarts mais plutôt aux impacts totaux
16 sur les revenus requis d'une année, soit le total de la charge d'amortissement
17 et du rendement sur la base de tarification.

18 Le Distributeur précise que jusqu'en 2014 il n'a versé au Transporteur aucune
19 contribution découlant des projets en croissance. Il constate toutefois que
20 l'impact total sur les revenus requis des contributions versées à compter de
21 2015 dépasse annuellement le seuil de 15 M\$.

13.4 Veuillez indiquer si les ajustements découlant de la « Politique d'ajouts au réseau de transport » qui, lorsqu'ils seront intégrés aux contributions du Distributeur, auront selon lui, un impact majeur sur ses revenus requis, pourrait être traités à titre de facteur Z, le cas échéant. Veuillez commenter.

Réponse :

22 D'emblée, le Distributeur réitère qu'il préconise le traitement en bloc à titre de
23 Facteur Y de l'ensemble des coûts liés aux contributions à des projets de

¹⁹ Pièce HQD-14, document 8.1 (B-0074), pages 19 et 20.

²⁰ Décision D-2018-067, paragraphes 215 et 216.

1 raccordement. En excluant l'amortissement et le rendement sur la base de
2 tarification, et donc indirectement ceux des contributions, de la formule
3 d'indexation du Transporteur, la Régie a reconnu que leur évolution combinée
4 ne pourrait être assujettie à la Formule d'indexation. Ainsi, compte tenu du fait
5 que les contributions comptabilisées par le Distributeur doivent être le miroir
6 de celles comptabilisées par le Transporteur qui, elles, sont déterminées
7 selon la méthode du coût de service²¹, le Distributeur est d'avis que, pour des
8 raisons de cohérence, ses contributions doivent être également maintenues
9 hors de la formule d'indexation.

10 Dans le cas où la Régie maintiendrait les contributions à des projets de
11 raccordement dans la formule d'indexation, le Distributeur est d'avis que,
12 compte tenu des impacts majeurs anticipés sur ses revenus requis,
13 l'ajustement découlant de la « Politique d'ajouts au réseau de transport » doit
14 être traité hors de la formule d'indexation, soit à titre d'exclusion ou de facteur
15 exogène.

16 Toutefois, considérant la récurrence de ces impacts et par souci de cohérence
17 avec le traitement des contributions effectué par le Transporteur, le
18 Distributeur privilégie le traitement de l'ensemble des contributions « Projets
19 en croissance du Transporteur » à titre de Facteur Y.

14. Références : (i) Pièce [B-0062](#), p. 71;
(ii) Pièce [B-0062](#), p. 71 et 72;
(iii) Pièce [B-0062](#), p. 70, tableaux R-25.1 et R-25.2;
(iv) Pièce [B-0021](#), p. 6, tableau 2.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau R-25.3, l'évolution de la base de tarification (moyenne 13 soldes).

²¹ Décision D-2018-001, paragraphe 295.

TABLEAU R-25.3 :
BASES DE TARIFICATION HISTORIQUES

Années	(A) Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes) Excluant Nivellement pour aléas climatiques, IEE, TEQ, et autres ²			(B) Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes) Excluant Nivellement pour aléas climatiques, IEE, TEQ, et autres ² ainsi que Contributions à des projets de raccordement			Comparaison des résultats (A) - (B) Contributions à des projets de raccordement		
	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure
2006	8 246,574			8 240,727			5,847		
2007	8 460,251	213,677	2,6%	8 386,310	145,583	1,8%	73,941	68,094	0,8%
2008	8 922,925	462,674	5,5%	8 853,806	467,496	5,6%	69,119	(4,822)	-0,1%
2009	8 898,627	(24,298)	-0,3%	8 837,036	(16,770)	-0,2%	61,591	(7,538)	-0,1%
2010	8 844,330	(54,297)	-0,6%	8 787,016	(50,020)	-0,6%	57,314	(4,277)	0,0%
2011	8 897,149	52,819	0,6%	8 843,292	56,276	0,6%	53,857	(3,457)	0,0%
2012	8 846,861	(50,288)	-0,6%	8 775,307	(67,965)	-0,8%	71,554	17,697	0,2%
2013	9 072,187	225,326	2,5%	8 997,018	221,711	2,5%	75,169	3,615	0,0%
2014	9 430,120	357,933	3,9%	9 328,127	331,109	3,7%	101,993	26,824	0,3%
2015	9 762,125	332,005	3,5%	9 571,031	242,904	2,6%	191,094	89,101	0,9%
2016	10 051,093	288,968	3,0%	9 677,852	106,821	1,1%	373,241	182,147	1,8%
2017	10 124,631	73,538	0,7%	9 716,521	38,669	0,4%	408,110	34,869	0,3%
2018	10 185,972	61,341	0,6%	9 770,987	54,466	0,6%	414,985	6,875	0,1%
2019 ³	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	622,894	207,909	1,9%

¹ Autorisé pour 2018

² Excluant les autres rubriques suivantes:

- Actifs au titre de prestations constituées (2006 à 2011)
- Coûts liés aux sorties d'actifs (2006 à 2008)
- Avantages complémentaires de retraite (2006 à 2011)
- Frais reportés du tarif RT (2006 à 2011)

³ Voir pièce HQD-8, document 1 (B-0021), page 15.

(ii) « Le Distributeur constate des variations importantes dans les pourcentages d'écart année / année antérieure (dernière colonne du tableau) pour les années 2007, 2015, 2016 et 2019. Cependant, il est important de souligner que la seule analyse de ces variations n'est pas suffisante pour conclure sur le traitement des contributions à des projets de raccordement dans la Formule d'indexation ou à titre de Facteur Y et qu'on ne peut faire le lien entre ces pourcentages et celui de la Formule d'indexation.

Le Distributeur est d'avis que seuls les coûts intégrés aux revenus requis découlant des contributions à des projets de raccordement doivent être considérés, comme présenté en réponse aux questions 25.1 et 25.2, soit un montant total de 63,1 M\$ pour 2019. »

(iii) Le Distributeur présente aux tableaux R-25.1 et R-25.2, l'évolution de la charge d'amortissement et du rendement de la base de tarification de la rubrique « Contributions à des projets de raccordement ».

TABLEAU R-25.1:
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT

Années	Charge d'amortissement				Rendement de la base de tarification				Base de tarification (moyenne 13 soldes)			
	Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts		Autorisé (M\$)	Réel ¹ (M\$)	Écarts	
			M\$	%			M\$	%			M\$	%
2006	-	-	-	-	-	0,5	0,5	100%	-	5,847	5,847	100%
2007	-	1,1	1,1	100%	-	6,0	6,0	100%	-	73,941	73,941	100%
2008	1,7	1,3	(0,4)	-24%	7,3	5,5	(1,8)	-25%	93,953	69,119	(24,834)	-26%
2009	1,3	1,1	(0,2)	-15%	5,1	4,4	(0,7)	-14%	68,178	61,591	(6,587)	-10%
2010	1,3	1,7	0,4	31%	4,3	4,2	(0,1)	-2%	56,979	57,314	0,335	1%
2011	1,0	1,7	0,7	70%	3,9	3,9	-	0%	53,764	53,857	0,093	0%
2012	1,9	2,1	0,2	11%	4,6	4,7	0,1	2%	68,243	71,554	3,311	5%
2013	0,9	2,2	1,3	144%	2,2	4,8	2,6	118%	33,782	75,169	41,387	123%
2014	4,0	3,9	(0,1)	-3%	7,7	7,3	(0,4)	-5%	107,435	101,993	(5,442)	-5%
2015	8,3	6,3	(2,0)	-24%	18,1	13,4	(4,7)	-26%	256,228	191,094	(65,134)	-25%
2016	8,9	11,2	2,3	26%	21,1	25,7	4,6	22%	303,646	373,241	69,595	23%
2017	12,3	12,7	0,4	3%	28,1	28,5	0,4	1%	407,247	408,110	0,863	0%
2018	12,6	12,6	-	0%	29,4	29,4	-	0%	414,985	415,991	1,006	0%
2019	18,5	18,5	-	0%	44,6	44,6	-	0%	622,894	622,894	-	0%

¹ Année de base pour 2018 et Année témoin pour 2019

TABLEAU R-25.2:
CONTRIBUTIONS À DES PROJETS DE RACCORDEMENT

Années	Charge d'amortissement			Rendement de la base de tarification			Base de tarification (moyenne 13 soldes)		
	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure	Réel ¹ (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écart Année / Année antérieure
2006	-			0,5			5,847		
2007	1,1	1,1		6,0	5,5	1100%	73,941	68,094	1165%
2008	1,3	0,2	18%	5,5	(0,5)	-8%	69,119	(4,822)	-7%
2009	1,1	(0,2)	-15%	4,4	(1,1)	-20%	61,591	(7,528)	-11%
2010	1,7	0,6	55%	4,2	(0,2)	-5%	57,314	(4,277)	-7%
2011	1,7	-	0%	3,9	(0,3)	-7%	53,857	(3,457)	-6%
2012	2,1	0,4	24%	4,7	0,8	21%	71,554	17,697	33%
2013	2,2	0,1	5%	4,8	0,1	2%	75,169	3,615	5%
2014	3,9	1,7	77%	7,3	2,5	52%	101,993	26,824	36%
2015	6,3	2,4	62%	13,4	6,1	84%	191,094	89,101	87%
2016	11,2	4,9	78%	25,7	12,3	92%	373,241	182,147	95%
2017	12,7	1,5	13%	28,5	2,8	11%	408,110	34,869	9%
2018	12,6	(0,1)	-1%	29,4	0,9	3%	415,991	7,881	2%
2019	18,5	5,9	47%	44,6	15,2	52%	622,894	206,903	50%

¹ Année de base pour 2018 et Année témoin pour 2019

(iv) Le Distributeur présente au tableau 2, les coûts de distribution et services à la clientèle déterminés par la Formule d'indexation pour 2019.

TABLEAU 2 :
COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE 2019
DÉTERMINÉS PAR LA FORMULE D'INDEXATION

	Taux (%)	M\$
Formule d'indexation - Reconnue pour 2018		2 587,6
Ajustement		
- Nouveau facteur Y demandé - Contributions à des projets de raccordement ¹		(42,0)
Formule d'indexation 2018 ajustée		2 545,6
Facteur I ²	1,17%	29,7
Facteur X	-0,30%	(7,6)
Facteur G	0,74%	18,8
Facteur de croissance combiné	1,60%	40,9
Formule d'indexation - Année témoin 2019		2 586,5

¹ Voir section 4.1.

² Voir l'annexe A, tableau A-2.

Demandes :

14.1 Veuillez confirmer que les intrants pour le calcul du rendement de la base de tarification sont la moyenne des 13 soldes de la base de tarification et le taux de la base de tarification. Veuillez également confirmer que le rendement de la base de tarification et la charge d'amortissement font partie de la Formule d'indexation.

Réponse :

- 1 Le Distributeur confirme que les intrants pour le calcul du rendement de la
- 2 base de tarification sont la moyenne 13 soldes de la base de tarification et le
- 3 taux de la base de tarification. Le rendement de la base de tarification ainsi

1 que la charge d'amortissement, excluant la portion de ces éléments
2 attribuable aux facteurs Y et Z, font partie de la Formule d'indexation.

14.2 Veuillez commenter le fait que les composantes de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) faisant partie du calcul de la Formule d'indexation, peuvent être à la hausse ou à la baisse, et par conséquent peuvent atténuer une hausse ou une baisse des contributions à des projets de raccordements incluses dans la base de tarification.

Réponse :

3 Le Distributeur souligne les éléments suivants :

4 • De par la nature de ses composantes, la base de tarification varie quasi
5 essentiellement à la hausse au fil des années.

6 En effet, à la lumière du tableau R-25.3, des baisses n'ont été
7 constatées qu'à deux reprises sur la période 2006-2018, soit une
8 première fois en 2009, attribuable à la modification du traitement
9 comptable des coûts nets liés aux sorties d'actifs et, une deuxième fois
10 en 2010, du fait que le Distributeur a modifié sa méthode
11 d'amortissement des immobilisations passant de la méthode à intérêts
12 composés à la méthode linéaire.

13 • L'intégration de nouveaux projets en croissance du Transporteur,
14 principale composante de la rubrique Contributions à des projets de
15 raccordement, ne peut résulter en une réduction de la base de
16 tarification.

17 En effet, soit l'allocation maximale est supérieure aux coûts des projets
18 auquel cas aucune contribution n'est requise du Distributeur, soit
19 l'allocation maximale est inférieure aux coûts des projets auquel cas
20 une contribution est requise du Distributeur.

21 De plus, le Distributeur précise que, sur la période présentée au
22 tableau R-25-3, des contributions découlant des projets en croissance
23 ont été intégrées dans la base de tarification lors de 3 années
24 seulement, soient 2015, 2016 et 2018.

25 Pour les années 2015 et 2016, le Distributeur tient à rappeler les faits
26 suivants :

27 ○ Une contribution réelle a été requise du Distributeur à deux
28 reprises, soit la première fois en 2014 pour 123,7 M\$ et la
29 deuxième fois en 2015 pour 216,6 M\$.

30 ○ Il est important de noter que dans ces deux cas, le Distributeur a
31 comptabilisé les contributions découlant des projets en

1 croissance avec un décalage puisqu'il estimait qu'il était
2 préférable d'attendre que les montants établis sur la base des
3 mises en service réelles soient connus avant de les refléter dans
4 ses revenus requis. Ainsi, la contribution de 123,7 M\$ pour
5 l'année 2014 a été « mise en service » en mars 2015, soit lorsque
6 l'ensemble des mises en service réelles de 2014 sous-jacentes
7 au calcul de la contribution annuelle ont été connues. Il en a été
8 de même pour la contribution de 2015 de 216,6 M\$ « mise en
9 service » en mars 2016.

- 10 ○ Or, dans la décision D-2015-018²², la Régie se questionne sur ce
11 décalage et y indique qu'elle s'attend du Distributeur qu'il soit
12 en mesure de prévoir sa contribution annuelle en lien direct
13 avec les mises en service que le Transporteur prévoit faire pour
14 ses besoins de raccordement. En conséquence, elle demande
15 au Distributeur de présenter une preuve à cet égard lors de son
16 prochain dossier. Dans sa décision D-2016-033²³, la Régie
17 accepte la proposition du Distributeur de comptabiliser, à
18 compter de 2016, les contributions liées aux mises en service
19 annuelles au 31 décembre de l'année concernée, en cohérence
20 avec la décision D-2016-029²⁴ rendue dans la demande tarifaire
21 du Transporteur pour l'année 2016.

22 En ce qui a trait à l'année 2018, le Distributeur précise que la prévision
23 pour l'année témoin 2018 initialement estimée à 159,1 M\$ a été
24 réévaluée à 142,8 M\$ lors de la mise à jour de la décision en mars 2018,
25 puis a été revue à 235,9 M\$ pour l'année de base 2018. Puisque le
26 Distributeur comptabilise désormais ses contributions annuelles au
27 31 décembre de l'année concernée, soit en l'occurrence au
28 31 décembre 2018 pour la contribution de 2018, celle-ci ne se reflète
29 que pour 1/13 dans la moyenne 13 soldes de la base de tarification. Ce
30 faisant, l'augmentation de la base de tarification découlant de cette
31 contribution se fera essentiellement ressentir en 2019, année non
32 couverte par l'analyse présentée au tableau R-25.3.

33 Ainsi, puisque des mises en service découlant des projets en croissance ont
34 été intégrées pour les bases de tarification des seules années 2015, 2016 et
35 2018, le Distributeur est d'avis que l'analyse de l'évolution de la base de
36 tarification sur la période 2006-2018 présentée au tableau R-25-3, ne permet
37 pas de conclure sur le fait que les fluctuations des autres composantes de la

²² Décision D-2015-018, paragraphe 688.

²³ Décision D-2016-033, paragraphe 584.

²⁴ Décision D-2016-029, paragraphe 190.

1 base de tarification peuvent atténuer une hausse ou une baisse des
2 contributions à des projets de raccordement.

3 De plus, à la lumière du tableau R-25.3, le Distributeur souligne que les bases
4 de tarification 2015 et 2016 ont augmenté respectivement de 3,5 % et 3,0 % par
5 rapport à l'année précédente, soit un niveau supérieur au facteur de
6 croissance combiné de 1,6 % de la Formule d'indexation.

7 Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur est d'avis que l'examen de
8 l'évolution de la base de tarification sur la période 2006-2018 ne permet pas de
9 conclure que les fluctuations des autres composantes de la base de
10 tarification peuvent atténuer une hausse ou une baisse des contributions à
11 des projets de raccordement, ou qu'une éventuelle évolution de la base de
12 tarification inférieure au facteur de croissance combiné de la Formule
13 d'indexation permettrait de contenir une hausse des contributions en 2019.

14 Par ailleurs, le Distributeur tient à souligner que dans le cas où la Régie
15 maintiendrait les contributions dans la formule d'indexation, les écarts
16 constatés entre les données réelles et les données prévues (an 1 du MRI)
17 pourraient résulter en un biais récurrent autant favorable que défavorable sur
18 la période d'application de la formule d'indexation durant les ans 2, 3 et 4.

19 Il rappelle également que sa proposition vise à corriger le biais défavorable de
20 20,4 M\$ constaté en 2019 comme illustré au tableau 9 de la pièce HQD-8,
21 document 1 (B-0021). De plus, le Distributeur est d'avis que sa proposition
22 permettrait de corriger le biais favorable découlant du 3^e appel d'offres éolien
23 A/O 2009-02, comme expliqué à la question 13.1, appuyant ainsi sa
24 recommandation de traiter en bloc l'ensemble des coûts liés aux
25 contributions à des projets de raccordement à titre de Facteur Y.

14.3 Veuillez commenter le fait que l'évolution de la base de tarification (moyennes des 13 soldes) présentée au tableau R-25.3 (référence (i)) est en hausse de moins de 0,7 % en 2018 et 2017, avant et après les contributions, soit inférieure au facteur de croissance combiné de 1,6 % de la Formule d'indexation (référence (iv)) pour l'année témoin 2019, et par conséquent, peut contenir une hausse des contributions en 2019.

Réponse :

26 Voir la réponse à la question 14.2.

14.4 Veuillez expliquer l'affirmation suivante : «*il est important de souligner que la seule analyse de ces variations n'est pas suffisante pour conclure sur le traitement des contributions à des projets de raccordement dans la Formule d'indexation ou à titre de Facteur Y et qu'on ne peut faire le lien entre ces pourcentages et celui de la Formule d'indexation* ».

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 14.2.

INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

15. Références : (i) Pièce [B-0022](#), p. 14;
(ii) Pièce [B-0022](#), p. 15.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 9, les projets inférieurs à 10 M\$ en amélioration de la qualité (M\$).

TABLEAU 9 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	-	-	-	-
Autres investissements	18,2	18,1	25,6	33,1
Logiciels d'application bureautique et développement Web	3,9	15,2	5,3	-
Logiciels d'application opérationnelle	9,6	10,3	10,1	25,3
Équipements de soutien et autres	4,7	3,6	10,2	7,8
Réduction globale des investissements		(11,0)		
TOTAL	18,2	18,1	25,6	33,1

(ii) Le Distributeur explique les investissements relatifs aux logiciels d'application opérationnelle pour un montant de 25,3 M\$, comme suit :

« Plusieurs projets amorcés par le Distributeur en 2018, tels les projets analytiques visant à mieux connaître les clients et leurs habitudes de consommation, l'ordonnancement des travaux et l'implantation des plates-formes mobiles pour les équipes terrains se poursuivront en 2019. D'autres projets visant notamment la simplification des processus d'affaires, l'optimisation des relations avec les partenaires ainsi que l'amélioration de la facture pour la clientèle commerciale et d'affaires sont aussi prévus. Le Distributeur prévoit également réaliser un projet relatif à la gestion de la végétation afin d'élaborer une solution géo-référencée et intégrée permettant d'améliorer la rapidité et la précision des cycles de planification. Finalement, le Distributeur entend préparer la voie à une offre numérique plus large pour la clientèle commerciale et affaires en plus de réaliser un projet relatif à l'élargissement de l'offre aux clients en matière de tarification. » [nous soulignons]

Demande :

15.1 Veuillez expliquer l'écart de 15,7 M\$ (164 %) de la rubrique « Logiciels d'application opérationnelle », entre 9,6 M\$ en 2017 et 25,3 M\$ pour l'année témoin 2019. Veuillez expliquer et quantifier par composante.

Réponse :

1 Le Distributeur souligne qu'en raison du caractère spécifique de chacun des
2 projets, la comparaison d'une année à l'autre peut s'avérer difficile. Par
3 ailleurs, lors de la planification initiale, le Distributeur classe dans chacune
4 des rubriques les projets prévus en fonction des renseignements dont il
5 dispose. Certains projets n'ont alors pas encore franchi l'étape d'approbation.
6 Bien que les objectifs visés par les projets soient connus, les détails liés à
7 leurs réalisations ne le sont pas. Ainsi, au fur et à mesure que les paramètres
8 de réalisation se précisent, le Distributeur revoit la classification de ses
9 projets (en maintien des actifs ou amélioration de la qualité) et les coûts
10 prévus. Par ailleurs, afin de respecter l'enveloppe budgétaire, le Distributeur
11 doit prioriser la réalisation de certains projets, ce qui implique de retarder la
12 réalisation de certains autres.

13 Le tableau R-15.1-A présente pour l'année 2017, les investissements par projet
14 totalisant 9,6 M\$ réalisés par le Distributeur alors que le tableau R-15.1-B
15 présente les principaux projets pour l'année 2019 par type d'activité.

TABLEAU R-15.1-A :
AUTRES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$ - VPTIC
AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)

COMPOSANTES	2017
Logiciels d'application opérationnelle	
<i>Refonte de la facturation</i>	5,5
<i>Ordonnancement et mobilité pour le mesurage</i>	1,3
<i>Nouvelle offre MFR</i>	1,0
<i>Mise en place du centre de gestion des activités de distribution</i>	0,9
<i>Autres</i>	1,0
TOTAL	9,6

TABLEAU R-15.1-B :
AUTRES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$ - VPTIC
AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)

COMPOSANTES	2019
Logiciels d'application opérationnelle	
Activités liées à l'expérience client, les ventes et la fidélisation	18,4
<i>Tarifification dynamique</i>	
<i>Simplification facture commercial & affaires</i>	
<i>Pannes et interruptions planifiées personnalisées</i>	
<i>Systèmes Clientèle Affaires et Programmes Commerciaux</i>	
<i>Optimisation partenaire</i>	
<i>Segmentation clientèle</i>	
Activités relatives au réseau de distribution	3,3
<i>Ordonnancement et mobilité des opérations</i>	
<i>Gestion de la végétation</i>	
Activités de mesurage	0,7
<i>Solution globale d'exploitation IMA</i>	
Autres activités	2,9
TOTAL	25,3

1 Comme mentionné dans sa réponse à la question 12.1 de l'AQCIE-CIFQ à la
 2 pièce HQD-14, document 4.1 (B-0068), la composition du portefeuille de
 3 projets TIC peut évoluer d'une année à l'autre, autant entre les différentes
 4 catégories qu'entre les différentes rubriques de logiciels et d'équipements
 5 informatiques, ce qui explique une partie des écarts constatés entre l'année
 6 témoin 2019 et l'année historique 2017, notamment ceux relatifs aux Logiciels
 7 d'application bureautique et développement Web.

8 Le Distributeur y proposait également d'apprécier globalement les
 9 investissements réalisés conjointement avec la vice-présidence Technologies
 10 de l'information et des communications (VPTIC). Afin de faciliter cette
 11 analyse, le Distributeur présente au tableau R-15.1-C les investissements
 12 inférieurs à 10 M\$ relatifs à la réalisation des projets en TIC.

**TABLEAU R-15.1-C:
AUTRES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$ - VPTIC (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Maintien des actifs	13,0	7,5	15,8	7,7
<i>Logiciels d'application opérationnelle</i>	7,2	6,1	12,6	6,5
<i>Équipements informatiques</i>	5,8	1,4	3,2	1,2
Amélioration de la qualité	13,4	25,5	15,4	25,3
<i>Logiciels d'application bureautique et développement Web</i>	3,9	15,2	5,3	-
<i>Logiciels d'application opérationnelle</i>	9,6	10,3	10,1	25,3
Investissement avant réduction globale	26,4	33,0	31,2	33,0
<i>Réduction globale des investissements</i>		<i>(11,0)</i>		
TOTAL	26,4	22,0	31,2	33,0

1 Les investissements relatifs à la réalisation des projets en TIC prévus pour
2 2019 s'élèvent à 33,0 M\$, en hausse de 6,6 M\$ par rapport à l'année historique
3 2017. L'écart de 6,6 M\$ entre l'année témoin 2019 et l'année historique 2017
4 est principalement attribuable au projet relatif à l'élargissement de l'offre aux
5 clients en matière de tarification.

16. Référence : Pièce [B-0022](#), p. 15 et 16.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 10, les projets inférieurs à 10 M\$ en croissance de la demande (M\$).

**TABLEAU 10 :
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN CROISSANCE DE LA DEMANDE (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	244,2	237,7	233,8	250,0
<i>Réseau de distribution</i>	54,5	64,9	61,7	74,2
<i>Alimentation des abonnés</i>	189,7	172,9	172,1	175,8
Autres investissements	13,0	25,0	26,6	37,9
<i>Réseau de distribution</i>	1,4	10,5	7,2	10,6
<i>Réseaux autonomes</i>	1,2	0,7	4,1	10,9
<i>Équipements de mesurage</i>	10,4	13,8	15,2	16,3
<i>Autres actifs de soutien</i>	-	-	0,2	0,2
TOTAL	257,2	262,7	260,4	287,9

« Les investissements à impact main-d'oeuvre s'élèvent à 74,2 M\$ pour 2019, en hausse de 9,3 M\$ par rapport à ceux reconnus pour 2018. Cette hausse est principalement attribuable aux investissements prévus par le Distributeur pour répondre aux besoins liés aux installations du Transporteur. En 2019, le Distributeur prévoit notamment démarrer neuf projets liés à la conversion de postes de 12 à 25 kV sur l'île de Montréal. »

Demande :

16.1 Veuillez expliquer l'écart de 19,7 M\$ (36 %) de la rubrique « Réseau de distribution », entre 54,5 M\$ en 2017 et 74,2 M\$ pour l'année témoin 2019. Veuillez quantifier par projet.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle qu'il réalise plusieurs centaines de projets sur son**
2 **réseau de distribution et que la volumétrie élevée rend difficile la présentation**
3 **des coûts projet par projet. Ainsi, en réponse à la demande de la Régie, le**
4 **Distributeur présente au tableau R-16.1 les projets dont les coûts sont**
5 **supérieurs à 1 M\$ pour l'année historique 2017 et pour l'année témoin 2019.**

**TABLEAU R-16.1 :
INVESTISSEMENTS À IMPACT MAIN-D'ŒUVRE INFÉRIEURS À 10 M\$
RÉSEAU DE DISTRIBUTION (M\$)**

Composantes	Année historique 2017	Année témoin 2019
Projets supérieurs à 1 M\$		
Projets liés aux activités du Distributeur		
Nouvelles lignes - Lachenaie	3,7	
Poste de Ste-Odile	2,8	
Nouveaux départs et transfert de charge - Rivière-du-Loup	2,0	
Remplacement de conducteurs - Purvinituq	1,8	
Poste St-Louis	1,8	
Poste de Buckingham	1,8	
Poste de Blainville (secteur nord)	1,7	
Nouveaux câbles - Alimentation de l'Île d'Orléans	1,3	
Postes Val-Tétrault, Gamelin et Glenwood	1,3	
Poste Iberville	1,1	
Poste de Chicoutimi-Nord		3,3
Poste de Charlesbourg		3,2
Poste Thibodeau		3,1
Poste La Prairie		2,9
Poste Blainville (secteur ouest)		2,3
Transfert de charge - Charlesbourg		1,9
Surcharge de ligne - Brossard		1,5
Transfert de charge - poste Francheville vers le poste Des Cheneaux		1,1
Projets liés aux installations du Transporteur		
Poste Lachine		4,4
Poste Dorchester		1,3
Poste Longue-Pointe		1,1
Poste Hampstead		1,0
Projets inférieurs à 1 M\$	35,2	47,1
Total	54,5	74,2

1 La moitié de l'écart de 19,7 M\$ constaté entre l'année témoin et l'année 2017
 2 s'explique par les projets liés aux installations du Transporteur totalisant près
 3 de 10 M\$ en 2019 dont quatre sont supérieurs à 1 M\$ alors que le coût lié à
 4 ces projets était pratiquement nul en 2017. Pour l'autre moitié de l'écart, la
 5 comparaison est difficile, car les projets sont souvent propres à chacune des
 6 années. Ils sont généralement de courte durée bien qu'ils puissent se réaliser
 7 sur deux années.

8 Les projets liés aux activités du Distributeur visent notamment à éliminer ou à
 9 éviter la surcharge d'équipements sur le réseau aérien ou souterrain, à rendre
 10 le réseau conforme aux critères normalisés d'architecture ainsi qu'à résoudre

1 des problèmes liés au dépassement de capacité des postes satellites du
2 Transporteur.

3 Les projets liés aux installations du Transporteur sont des travaux du
4 Distributeur associés directement à la pérennité des installations du
5 Transporteur pour lesquels aucun besoin prévisible en distribution n'a été
6 ciblé.

7 Dans sa demande d'autorisation à la Régie, le Distributeur présente les
8 besoins d'investissement qu'il a établis en fonction de ses priorités, des
9 besoins du réseau et de la force de travail totale. En cours d'année, le
10 Distributeur doit composer avec diverses contraintes difficilement prévisibles
11 tels le volume des demandes d'alimentation des abonnés, le volume des
12 demandes de rétablissement du service à la suite de pannes et les missions
13 hors Québec. Ces contraintes obligent le Distributeur à réévaluer la
14 planification de l'ensemble des travaux, ce qui peut expliquer le report ou le
15 devancement de projets ainsi que la fluctuation des investissements entre les
16 différentes catégories d'investissement (maintien des actifs, croissance de la
17 demande et respect des exigences). Enfin, le Distributeur tient à souligner
18 qu'en 2016 et 2017, il a réalisé l'ensemble des investissements inférieurs à
19 10 M\$ demandés et autorisés.

17. Référence : Pièce [B-0022](#), p. 21.

Préambule :

« Le Distributeur réalisera le déploiement de bornes de recharge rapide pour véhicules visant à favoriser l'électrification des transports. Cette nouvelle activité s'inscrit dans le cadre de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec et de la Loi favorisant l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques, adopté le 15 juin 2018. Elle constitue un élément majeur contribuant à l'atteinte des objectifs en matière de décarbonisation du Québec en soutenant l'accélération de la croissance du nombre de véhicules électriques en usage au Québec à moyen et long terme. Le déploiement devrait débuter en 2018 et se poursuivre jusqu'en 2027. Le Distributeur prévoit déposer, en vertu de l'article 52.1.2 de la Loi, une demande relative à cette nouvelle activité au cours des prochaines semaines. » [nous soulignons]

TABLEAU 16 :
INVESTISSEMENTS EN VERTU DE L'ARTICLE 52.1.2

Année de base 2018	Année témoin 2019	2020	2021	2022	2023
3,1	7,0	9,8	9,8	9,3	9,5

Demandes :

17.1 Veuillez confirmer que l'autorisation de ces investissements fait l'objet du dossier R-4060-2018 et n'est pas demandé dans le dossier R-4057-2018. Dans la négative, veuillez élaborer quant au traitement dans le dossier tarifaire R-4057-2018.

Réponse :

1 **Les investissements faisant l'objet du dossier R-4060-2018 figurent au présent**
2 **dossier à titre d'information. Comme illustré au tableau 1 de la pièce HQD-9,**
3 **document 1 (B-0022), ils ne font pas partie de l'enveloppe d'investissement**
4 **relative aux projets de moins de 10 M\$ totalisant 624,2 M\$, laquelle fait l'objet**
5 **de la présente demande d'autorisation pour 2019.**

17.2 Veuillez indiquer si des montants associés à ces investissements sont inclus dans la base de tarification 2019 présentée dans le cadre du dossier R-4057-2018 ou seront inclus dans la base de tarification d'un dossier tarifaire ultérieur.

Réponse :

6 **Les coûts découlant du déploiement de bornes de recharge rapide pour**
7 **véhicules électriques font partie de l'enveloppe globale de coûts couverts par**
8 **la formule d'indexation. Le Distributeur précise que, malgré le fait que ce**
9 **projet découle d'une demande gouvernementale, il n'a pas demandé le**
10 **traitement des coûts y afférents à titre de Facteur Y ni Z puisque l'impact**
11 **annuel anticipé sur ses revenus requis n'atteint pas le seuil de 15 M\$. Le**
12 **Distributeur devra donc absorber ces impacts sur les revenus requis à même**
13 **le montant déterminé par la formule d'indexation pour 2019.**

14 **Le Distributeur rappelle que dans le cadre de l'établissement des tarifs en**
15 **vertu du MRI, il n'a pas déposé les composantes détaillées des revenus requis**
16 **faisant partie de la formule d'indexation, dont la base de tarification sous-**
17 **jacente et le détail des rubriques de charges d'exploitation.**

18 **Par ailleurs, l'impact sur les revenus requis des montants associés aux**
19 **investissements et aux charges d'exploitation est présenté au dossier**
20 **R-4060-2018²⁵.**

17.3 Dans l'éventualité où des dépenses d'exploitation sont associées à ces bornes, veuillez indiquer la ou les rubriques de coûts des revenus requis où elles se trouvent ainsi que leur montant pour l'année 2019, compte tenu de la mise en place du MRI.

Réponse :

21 **Voir la réponse à la question 17.2.**

²⁵ Dossier R-4060-2018, pièce HQD-1, document 1 (B-0004), tableau 8.

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0022, p. 12](#);
 - (ii) Dossier R-3814-2012, pièce [B-0118, p. 59](#);
 - (iii) Pièce [B-0022](#), p. 39.

Préambule :

(i) « Les investissements prévus pour 2019 s'élèvent à 19,0 M\$, en baisse de 2,0 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2018. Ils visent essentiellement :

- les travaux de réfection à la centrale des Îles-de-la-Madeleine (7,0 M\$), principalement pour la réfection de cheminées;
- les travaux à la centrale des Menihék (5,8 M\$), notamment le système de levage de l'évacuateur de crues et l'avant-projet relatif à la réfection des digues ;
- les travaux dans les autres centrales (6,2 M\$), touchant essentiellement la réfection des abris à barils pour l'entreposage de matières dangereuses et de matières dangereuses résiduelles, la modernisation des automatismes des systèmes de commande des centrales diesel et la réhabilitation des moteurs. » [nous soulignons]

(ii) « Les décisions ne reposent pas sur un seuil maximal d'investissements mais plutôt sur le temps nécessaire à la mise en place des sources alternatives potentielles. Un délai de plus de cinq ans est à prévoir entre la prise de décision et la livraison de l'électricité pouvant provenir de d'autres sources. Durant cette période, le Distributeur se doit de procéder par des études d'avant-projets portant sur ses infrastructures à maintenir, tels que les digues et l'évacuateur de crues. Le cas échéant, des projets seront présentés pour approbation à la Régie, conformément au cadre réglementaire en vigueur. » [nous soulignons]

(iii) « Le Distributeur présente aux tableaux C-1 et C-2 les projets et activités d'investissement dont la dépense est de plus de 1 M\$, mais inférieure à 10 M\$, dans les réseaux autonomes en maintien des actifs et en croissance de la demande.

**TABLEAU C-1 :
INVESTISSEMENTS EN MAINTIEN DES ACTIFS DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

Projets et activités	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Centrales de production				
Parc à carburant (Ivujivik)	2,8	0,3	1,3	
Parc à carburant (La Romaine)	4,8		0,1	
Parc à carburant (Tasiujaq)		0,3	1,4	
Parc à carburant (Kangihsualujuaq)	1,4		0,1	
Parc à carburant (Aupaluk)	1,4			
Parc à carburant (Umiujaq)	1,9		0,3	
Abri à barils (Purvirnituaq)		1,1	0,4	1,9
Automatisation à remplacer (Kangihsualujuaq)			1,2	
Automatisation à remplacer (Kangihsujuaq)		0,9	1,5	
Automatisation à remplacer (Quaqtaq)			0,1	1,1
Système de levage à l'évacuateur de crues (Menihek)	0,9	0,6	0,9	0,5
Système de commande manuelle (Iles-de-la-Madeleine)	0,3	0,9	0,4	
Réfection des cheminées (Iles-de-la-Madeleine)	0,1	3,0	0,2	6,6
Poutrelles du pertuis (Menihek)	0,1		1,1	
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis (Menihek)	1,0		0,2	
Remplacement des câbles de puissance et commande (Menihek)	0,3	2,3	2,4	
Remplacement des auxiliaires de centrale (Menihek)	0,6	2,4	2,0	
Avant-projets - Réfection des digues (Menihek)			2,5	4,5
Autres ¹	6,9	9,3	4,0	4,4
Total	22,5	21,0	19,9	19,0

¹ Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

. »

Demandes :

18.1 Veuillez confirmer si les investissements de 2,5 M\$ pour l'année de base 2018 et ceux de 4,5 M\$ de 2019, relatifs à l'avant-projet de réfection de digues de la centrale des Menihek, présentés au Tableau C-1 font partie du projet de réhabilitation des digues de l'aménagement des Menihek supérieur à 10 M\$. Le cas échéant, veuillez indiquer quand le Distributeur prévoit présenter une demande d'approbation quant au projet de réfection des digues de la centrale des Menihek à la Régie de l'énergie.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les investissements présentés font partie du**
 2 **projet des digues de l'aménagement des Menihek. Le Distributeur entend**
 3 **déposer une demande d'autorisation en 2020.**

18.2 Veuillez indiquer si les investissements totalisant 6,6 M\$ prévus pour l'année de base 2018, relatifs aux système de levage à l'évacuateur de crues (0,9 M\$), poutrelles de pertuis (1,1 M\$), chariot-treuil pour poutrelles du pertuis (0,2 M\$), remplacements des câbles de puissance (2,4 M\$) et commande et au remplacement des auxiliaires de la centrale de Menihek (2,0 M\$), font partie des travaux de réfection des évacuateurs des crues de la centrale des Menihek, dans le cadre du projet autorisé par la décision

D-2017-054, dossier R-3999-2017. Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi ces travaux ne sont pas présentés sous la rubrique réfection des évacuateurs de crues de la centrale Menihék.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que les investissements totalisant 6,6 M\$ prévus**
2 **pour l'année de base 2018 ne font pas partie des travaux de réfection des**
3 **vannes de l'évacuateur de crue²⁶. Par conséquent, ils ne sont pas présentés**
4 **dans les coûts prévus de ce projet majeur.**

COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS ET AUTRES ACTIFS

Contribution à des projets de raccordement

19. Référence : Pièce [B-0024](#), p. 21.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 17, le détail de l'évaluation de la contribution requise du Distributeur aux projets de croissance du Transporteur pour l'année témoin 2019.

²⁶ Voir notamment la section 2.2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005) du dossier R-3999-2017, de même que le tableau R-37.1 de la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072) du dossier R-3980-2016.

TABLEAU 17 :
PROJETS DE CROISSANCE DU TRANSPORTEUR 2019 (M\$)

Numéro de décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2018	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	-	-	0,7	(0,7)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	-	-	1,0	(1,0)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes	-	-	15,9	(15,9)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section satellite	148,7	93,8	32,3	61,5
D-2015-051	Nouveau poste St-Patrick à 315-25 kV	33,5	21,1	22,3	(1,2)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	-	-	4,3	(4,3)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)*	-	-	6,8	(6,8)
-25 M\$	Poste Vaudreuil-Soulanges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	68,1	43,0	9,4	33,6
-25 M\$	Poste Charlesbourg à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	80,2	50,6	10,9	39,7
-25 M\$	Ligne biterne à 120 kV Boulevard-Labelle - Judith-Jasmin - Construction d'un nouveau tronçon d'alimentation	-	-	0,1	(0,1)
-25 M\$	Poste de Varennes à 230-25 kV - ajout 4e transformateur	37,8	23,9	14,2	9,7
-25 M\$	Poste de Saraguay à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	56,1	35,4	8,6	26,8
-25 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	20,3	12,8	11,2	1,6
-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	-	-	0,7	(0,7)
-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	93,5	57,4	12,2	45,2
-25 M\$	Réserve pour raccordement de clients du Distributeur**	ND	50,0	50,0	-
-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	8,0	5,1	5,5	(0,5)
	Total	546,1	393,0	205,9	187,1
	Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien				N/A
	Contribution requise du Distributeur				N/A

*Poursuite du volet renforcement, volet client mis en service en 2018.

**Considérant un volume important de demandes du Distributeur pour le raccordement rapide de nouveaux clients sur le réseau de transport, une enveloppe de 50 M\$ est prévue aux investissements pour des projets non encore identifiés. Comme il s'agit d'une hypothèse, le Transporteur a fixé pour le moment le montant maximal d'allocation à 50 M\$, soit à un montant équivalent à celui de l'enveloppe, de manière à neutraliser l'impact de cette dernière sur la contribution prévue du Distributeur jusqu'à ce que les projets soient définis.

Demandes :

19.1 Veuillez élaborer sur le « *volume important de demandes du Distributeur pour le raccordement rapide de nouveaux clients sur le réseau de transport, une enveloppe de 50 M\$ est prévue aux investissements pour des projets non encore identifiés* » (note ** du tableau 17 présenté en préambule).

Réponse :

1 Le Transporteur ayant répondu à cette question²⁷, le Distributeur se permet de
2 reprendre la réponse du Transporteur :

3 Depuis la fin de l'année 2017, le Transporteur a fait face à un nombre
4 important de demandes d'études pour le raccordement de nouveaux clients
5 associés aux secteurs des centres de données, de la cryptographie (chaînes
6 de blocs) et des serres. Dans le contexte d'effervescence de ces secteurs,
7 les délais de raccordement demandés sont souvent de 6 à 18 mois. Cela
8 implique qu'au moment de présenter sa demande d'autorisation du budget
9 des investissements de l'année suivante, une partie des projets de
10 raccordement à mettre en service de cette année peut ne pas être connue du
11 Transporteur.

12 [...]

²⁷ Dossier R-4059-2018, pièce HQT-2, document 1.2 (B-0016), page 7.

1 **Considérant ces nouveaux faits, le Transporteur a jugé utile d'inclure un**
2 **montant de 50 M\$ pour des projets non encore définis dans son budget des**
3 **investissements 2019.**

4 **Par ailleurs, pour les types de clients faisant le plus souvent l'objet de**
5 **demandes de raccordement au réseau de transport, par exemple ceux des**
6 **secteurs des mines et des métaux, les délais de raccordement demandés**
7 **sont habituellement suffisants pour permettre au Transporteur de prévoir les**
8 **projets dans ses budgets des investissements.**

9 **[Le Distributeur souligne]**

19.2 Veuillez indiquer si l'enveloppe de 50 M\$ est prévu dans le budget des investissements pour l'année témoin 2019. Si oui, veuillez détailler. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

10 **L'enveloppe de 50 M\$ est prévue dans le budget des investissements du**
11 **Transporteur. Pour le détail, voir la réponse à la question 19.1.**

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Charges interruptibles résidentielles et tarification dynamique

20. **Référence :** Pièce [B-0062](#), pages 89 et 90.

Préambule :

Le Distributeur présente ses projets de *Charges interruptibles résidentielles*. Il explique que « le Distributeur s'assurera que les aides financières versées dans le cadre de ce programme et les avantages associés à la tarification dynamique ne compenseront pas le même kW économisé. » Il indique également que ce programme impliquera des investissements équivalents à 600 \$/résidence pour un impact de 1,5 kW/résidence dans le cadre d'un projet-pilote visant 3 500 abonnés au tarif D. Il présente le tableau suivant :

TABLEAU R-30.1 :
PRÉVISION ÉNERGÉTIQUE ET BUDGÉTAIRE 2019 DU PROGRAMME CHARGES
INTERRUPTIBLES RÉSIDENTIELLES

Charges (M\$)	Investissements (M\$)	MW
1,5	2,1	5,3

Demandes :

20.1 La Régie constate que le budget du Distributeur pour le projet pilote est de 680 \$/kW donc, pour un effacement 1,5 kW/résidence, de 1 020 \$/résidence. L'investissement

du Distributeur étant de 600 \$/résidence, veuillez expliquer à quoi est consacré la balance du budget de 420 \$/résidence

Réponse :

1 **Comme mentionné en réponse à la question 30.1 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062), la**
3 **prévision aux charges de 1,5 M\$, soit le budget résiduel après les coûts en**
4 **investissement de 2,1 M\$, correspond aux coûts des activités de**
5 **commercialisation. Ces dernières permettront de rejoindre la clientèle visée**
6 **par ce nouveau programme dont le lancement est prévu en 2019. Les coûts de**
7 **ces activités sont plus élevés en début de cycle de vie d'un programme mais**
8 **leur impact perdurera pendant plusieurs années. Ces coûts ne peuvent donc**
9 **être associés aux participants d'une seule année.**

20.2 Veuillez indiquer quel sera l'investissement total requis du participant pour sa résidence, quand il participe au programme *Charges interruptibles résidentielles*.

Réponse :

10 **Aucun investissement n'est requis par le participant.**

20.3 Veuillez préciser et justifier la durée de vie des mesures et des comportements qui auront été déployés dans le cadre du projet pilote *Charges interruptibles résidentielles*.

Réponse :

11 **La durée de vie des mesures déployées dans le cadre de ce programme est**
12 **évaluée à 7 ans en moyenne. Cette évaluation est basée sur la durée de vie de**
13 **l'équipement qui, par exemple, pour un thermostat est d'environ 10 ans et**
14 **pour la technologie de télécommande à distance, de 5 ans.**

20.4 Veuillez présenter une analyse économique (TCTR, TP, TNT) du projet pilote *Charges interruptibles résidentielles* en présentant le calcul et en précisant les hypothèses au soutien de cette analyse,

Réponse :

15 **Les hypothèses utilisées pour l'analyse économique du projet pilote *Charges***
16 ***interruptibles résidentielles* sont présentées dans le tableau R-20.4-A.**

TABLEAU R-20.4-A :
HYPOTHÈSES SOUS-JACENTES À L'ANALYSE ÉCONOMIQUE
DU PROGRAMME CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENTIELLES

Hypothèses de calcul	
Nombre de participants	3 500
Réduction de puissance annuelle par maison	1,5 kW
Investissements Hydro-Québec	2,1 M\$
Charges Hydro-Québec	1,5 M\$
Investissements client	0,0 M\$
Durée de l'analyse	7 ans
Coût évité de fourniture (puissance-contrat long terme)	114,7 \$/kW en 2019 et croissance à l'inflation par la suite
Coût évité de transport	51,1 \$/kW -an en 2019 et croissance à l'inflation par la suite
Coût évité de distribution	18,5 \$/kW -an en 2019 et croissance à l'inflation par la suite
Taux d'actualisation nominal	5,445%
Taux d'actualisation réel	3,377%
Taux d'inflation	2%

1 Étant donné que ce programme vise à réduire la demande à la pointe,
2 l'analyse économique a été faite en suivant le même raisonnement que pour
3 celle du programme *GDP Affaires*. Le coût évité de fourniture considéré est
4 celui en puissance pour un contrat de long terme. Le coût évité de transport et
5 de distribution a également été considéré dans le calcul.

6 Les tableaux R-20.4-B et R-20.4-C présentent le détail du calcul et les résultats
7 des tests économiques respectivement pour ce programme.

TABLEAU R-20.4-B :
DÉTAIL DU CALCUL DES TESTS ÉCONOMIQUES

	VAN (année de référence = 2019)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Puissance (MW)	33	5	5	5	5	5	5	5
(1) Investissements Hydro-Québec (M\$)	2,1	2,1	0	0	0	0	0	0
(2) Charges Hydro-Québec (M\$)	1,5	1,5	0	0	0	0	0	0
(3) Investissements client (M\$)		0	0	0	0	0	0	0
(4) Facture évitée par le client (M\$)		0	0	0	0	0	0	0
Coût évité de puissance (\$/kW)		114,7	117,0	119,4	121,8	124,2	126,7	129,2
Coût évité de transport + distribution (\$/kW)		69,6	70,9	72,4	73,8	75,3	76,8	78,3
(5) Coûts évités totaux (M\$)	6,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1

TABLEAU R-20.4-C :
RÉSULTATS DES TESTS ÉCONOMIQUES

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

20.5 Veuillez expliquer comment le Distributeur s'assurera que les aides financières versées dans le cadre de ce programme et les avantages associés à la tarification dynamique ne compenseront pas le même kW économisé.

Réponse :

1 **Des conditions d'admissibilité spécifiques sont prévues à cet effet. Ainsi, un**
2 **client ne pourra être admis à ce programme s'il souscrit à une des options de**
3 **tarification dynamique et inversement, il ne pourra s'abonner à l'une des**
4 **options de tarification dynamique s'il profite du programme *Charges***
5 ***interruptibles résidentielles*.**

20.6 Veuillez préciser quel support les participants à la tarification dynamique recevront de la part du Distributeur pour tirer profit de cette tarification.

Réponse :

6 **Le support offert par le Distributeur aux participants à la tarification**
7 **dynamique sera varié, allant d'un outil d'aide à la prise de décision d'adhérer**
8 **à l'une ou l'autre des options offertes aux divers conseils sur les bonnes**
9 **pratiques pour maximiser leurs économies à la tarification dynamique, une**
10 **fois prise la décision d'adhérer. Puisque les participants auront la liberté**
11 **d'utiliser n'importe quel moyen à leur disposition pour réduire leur**
12 **consommation d'électricité lors des événements de pointe critique, les**
13 **conseils de Distributeur porteront sur divers moyens tant manuels**
14 **qu'automatiques, selon le recours ou non à des technologies facilitantes. Le**
15 **Distributeur est d'avis que l'attrait des technologies telles que les thermostats**
16 **communicants, la domotique ou le stockage, augmentera en fonction des**
17 **économies réalisées par les participants sur leur facture d'électricité reliées**
18 **aux options de tarification dynamique.**

20.7 Veuillez expliquer l'intérêt des 3 500 participants au projet *Charges interruptibles résidentielles* s'ils ne peuvent pas tirer un avantage de leur participation en adhérant à une des options de tarification dynamique.

Réponse :

1 Ce programme s'ajoute au portefeuille d'interventions en gestion de la
2 demande en puissance du Distributeur afin de rejoindre une clientèle
3 différente de celle visée par les options de tarification dynamique. Le
4 participant au programme *Charges interruptibles résidentielles*, en plus de
5 bénéficier d'équipements de nouvelle technologie, n'aura pas à modifier ses
6 comportements puisque ses équipements seront télécommandés à distance
7 pendant les besoins du Distributeur.

20.8 Veuillez présenter la somme de l'aide financière octroyée dans le projet *Charges interruptibles résidentielles* et des avantages associés à la tarification dynamique et élaborer sur la rentabilité du résultat en fonction des coûts évités de puissance et d'énergie à la pointe. Veuillez élaborer sur l'évolution future de cette rentabilité ou, le cas échéant, proposer des ajustements aux aides financières ou avantages tarifaires.

Réponse :

8 En lien avec la réponse à la question 20.5, il n'y a pas lieu d'additionner les
9 aides financières ou avantages pour l'ensemble de ces offres.

Effacement de la biénergie coïncidant à la pointe

21. **Références :**
- (i) Pièce [B-0062](#), p. 91;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), pages 15 et 16;
 - (iii) Dossier R-4011-2017, Pièce B-0115, pages 51, 52.

Préambule :

En référence (i), en réponse à la Régie à propos du projet-pilote de biénergie interruptible, c'est à dire télécommandée et contrôlée par le Distributeur, celui-ci explique :

« Comme les périodes d'interruption pour les deux volets du projet pilote devaient être synchronisées, le choix du 3 février 2017 a été fait quelques jours auparavant afin de donner le préavis de 48 heures requis aux clients du volet comportemental.

[...]

Il n'y a eu aucun moment, au cours des cinq dernières années, où la pointe de consommation est survenue lorsque la température était anormalement chaude. »

En référence (ii), la présentation du *Projet pilote biénergie interruptible* ne mentionne pas que ce projet ait différents volets. Les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous et accompagnés du commentaire suivant :

« 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. » [nous soulignons]

TABLEAU 6 :
RÉSULTATS DU PILOTE DE BIÉNERGIE TÉLÉCOMMANDÉE

	1 ^{ère} interruption	2 ^e interruption	3 ^e interruption	4 ^e interruption	5 ^e interruption
Date	16 déc. 2016	9 janv. 2017	3 fév. 2017	10 fév. 2017	13 mars 2017
Heure d'interruption	6h-9h	6h-9h	6h-9h	6h-9h	7h-10h
Température	-22.8 °C	-18.9 °C	-7.6 °C	-15.9 °C	-14.8 °C
Gain moyen par interruption (kW)	6,2	7,0	4,9	6,0	5,5
Moyenne par client (kW)	6,0				

En référence (iii), en réponse aux questions de la Régie qui s'interrogeait, entre autres, sur le fait que « le projet pilote [de biénergie] ne visait pas à valider le modèle existant d'estimation de l'effacement des systèmes biénergie mais le fonctionnement de la télécommande », on peut lire :

« L'effacement évalué dans le cadre du projet pilote est établi au moment de l'interruption, donc au moment de la bascule du mode de chauffage électrique au mode combustible. Cet effacement varie d'un client à l'autre, plusieurs facteurs influençant l'appel de puissance d'une habitation, notamment ses caractéristiques et la température extérieure au moment de l'interruption.

...

À l'inverse, comme décrit au dossier R-3864-2013, l'effacement associé au parc biénergie résidentielle correspond à l'effacement moyen coïncident à la pointe du réseau sous des conditions climatiques normales. Ainsi, l'effacement pourrait être plus ou moins élevé selon les conditions climatiques réelles observées à la pointe du réseau. » [nous soulignons]

Demandes :

21.1 Veuillez expliquer quels sont les deux volets du projet-pilote de biénergie interruptible mentionnés en référence (i) et clarifier votre réponse.

Réponse :

1 Le Distributeur faisait référence d'une part au volet où les systèmes de
2 chauffage biénergie étaient télécommandés à distance par Hydro-Québec soit
3 le **Projet pilote biénergie interruptible** et, d'autre part, à son volet d'effacement
4 volontaire, sous l'appellation **Projet pilote Mesures comportementales avec**
5 **chauffage d'appoint non électrique** tous deux réalisés simultanément à l'hiver
6 2016-2017 et décrits dans le dossier R-4011-2017²⁸.

²⁸ Pièce HQD-10, document 1 (B-0041), page 13.

1 **Le premier volet visait à démontrer la faisabilité technique de télécommander**
2 **des systèmes de chauffage biénergie, tandis que le second avait pour objectif**
3 **d'évaluer l'abaissement de la demande électrique en période de pointe de**
4 **clients résidentiels utilisant l'électricité comme chauffage principal mais**
5 **possédant un chauffage d'appoint non électrique.**

21.2 Veuillez préciser quelles interruptions présentées au tableau 6 ont eu lieu le matin et
 quelles autres le soir.

Réponse :

6 **D'une durée de trois heures chacune, toutes les interruptions du Distributeur**
7 **ont eu lieu entre 6 h et 9 h le matin, ce qui correspond aux heures de fin (*hour-***
8 ***ending*) 7 h à 9 h. Toutefois, en raison du changement d'heure qui a eu lieu le**
9 **12 mars 2017 et qui n'avait pas été programmé dans le système de**
10 **télécommande, la permutation du 13 mars s'est plutôt faite entre 7 h et 10 h**
11 **(*hour-ending* 8 h à 10 h).**

21.3 Veuillez préciser si la durée de chaque interruption présentée au tableau 6 a été de 3
 heures ou de 4 heures (par ex. de la 7^{ième} à la 10^{ième} heure incluses, comme dans la
 présentation des besoins du Distributeur sur 8 760 heures).

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 21.2.**

21.4 Veuillez expliquer les raisons pour lesquels les résultats du projet-pilote pour l'hiver
 2016-2017 ne présentent que cinq utilisations du mode combustible de la biénergie
 pour un total de seulement 15 ou 20 heures dans l'hiver.

Réponse :

13 **Durant cet hiver particulièrement chaud, le nombre de périodes froides qui**
14 **coïncidaient avec les besoins de Distributeur a été relativement limité, ce qui**
15 **explique que seulement cinq interruptions ont été planifiées.**

21.5 Veuillez élaborer sur la stratégie de télécontrôle de la biénergie du Distributeur.

Réponse :

16 **Lors du projet pilote, ce moyen a été intégré au portefeuille de moyens du**
17 **Distributeur afin de combler ses besoins au-delà de l'électricité patrimoniale.**

18 **Voir également les réponses à la question 21.4 et à la question 12.6 de la FCEI**
19 **à la pièce HQD-14, document 6 (B-0072).**

21.6 Veuillez préciser le nombre de résidences participant à chacune des interruptions du projet-pilote.

Réponse :

1 **Pour chacune des interruptions lors du projet pilote de biénergie**
2 **télécommandée, le signal a été envoyé à 22 résidences de ménages**
3 **participants.**

21.7 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles la 1^{ère} interruption du tableau en référence (ii), correspondant à la plus basse température de -23°C, n'est pas celle pour laquelle on obtient l'effacement le plus élevé des cinq interruptions.

Réponse :

4 **Cette situation pourrait s'expliquer par le fait que le système de quatre**
5 **résidences n'a pas permuté comme prévu lors de la 1^{ère} interruption. Or,**
6 **comme l'effacement de ces résidences a été particulièrement important lors**
7 **des interruptions subséquentes, cela pourrait expliquer la moyenne plus**
8 **élevée pour les autres périodes malgré des températures plus chaudes.**

9 **De plus, même si la température extérieure est effectivement le paramètre**
10 **ayant le plus grand impact sur l'effacement, il existe d'autres facteurs (comme**
11 **la consommation d'eau chaude et des appareils) pouvant l'influencer. Même si**
12 **ce résultat peut sembler anormal, il reste dans la fourchette de probabilité et**
13 **n'a pas fait l'objet d'une analyse particulière.**

21.8 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par conditions climatiques normales coïncidant à la pointe du réseau, tel que mentionné en référence (iii). Veuillez expliquer comment elles sont définies et déterminées.

Réponse :

14 **Les conditions climatiques normales font référence aux conditions**
15 **climatiques moyennes attendues à la pointe d'hiver du Distributeur.**

16 **Pour ce faire, le Distributeur s'appuie sur des simulations horaires des**
17 **besoins en fonction des conditions climatiques observées sur la période**
18 **historique 1971 à 2017. La moyenne des conditions climatiques observées**
19 **des pointes d'hiver simulées correspond aux conditions climatiques normales**
20 **coïncidant à la pointe du réseau.**

21.9 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la contribution de la bi-énergie augmente au fur et à mesure que la température diminue.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

CONDITIONS DE SERVICE

- 22. Références :** (i) Pièce [B-0062](#), pages 108 et 109 ;
(ii) Conditions de service en vigueur, article 21.1.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique :

« L'installation électrique du client comprend tout équipement de production d'électricité.

Ainsi, l'installation électrique doit demeurer conforme aux exigences techniques de l'article 15.2 et suivants des CS en étant compatible avec le réseau de distribution d'électricité, même après le raccordement d'un équipement de production d'électricité.

[...]

Le Distributeur considère que la définition d'« exigences techniques » est conforme étant donné que l'équipement de production d'électricité est ultimement raccordé à l'installation électrique du client et que celle-ci doit être compatible avec le réseau de distribution d'électricité. En complément, voir la réponse à la question 39.1. » [nous soulignons]

La référence (ii) définit comme suit l'« installation électrique » :

« 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 » [nous soulignons]

Demandes :

- 22.1 En lien avec l'extrait souligné à la référence (i), veuillez préciser si le Distributeur considère que la définition d'installation électrique prévue à l'article 21.1 des Conditions de service comprend l'équipement de production d'électricité raccordé.

Réponse :

2 **Le Distributeur précise que l'installation électrique comprend l'équipement de**
3 **production d'électricité raccordé ou destiné à être raccordé.**

- 22.2 Selon le Distributeur, la définition prévue à l'article 21.1 des Conditions de service devrait-elle être modifiée afin d'y indiquer que l'installation électrique comprend l'équipement de production d'électricité raccordé.

Réponse :

1 Le Distributeur ne croit pas que le détail des équipements se trouvant en aval
2 du point de raccordement devrait être précisé dans la définition
3 d' « installation électrique ».

4 Toutefois, par souci de clarté, le Distributeur modifie sa proposition de
5 modification à l'article 7.1.2, paragraphe h) en remplaçant les mots « ou tout »
6 par les mots « ce qui inclut ». Voici la modification proposée en orange :

7 h) L'installation électrique ~~ou tout~~, ce qui inclut notamment l'équipement
8 de production raccordé au réseau de distribution d'électricité et exploité
9 en parallèle de celui-ci, n'est pas conforme aux exigences techniques
10 des présentes conditions de service [...]

11 De plus, par souci de cohérence, le Distributeur propose également la
12 modification suivante à définition d' « installation électrique » prévue à
13 l'article 21.1 :

14 installation électrique : tout équipement électrique, ce qui inclut
15 notamment l'équipement de production d'électricité exploité en parallèle
16 du réseau de distribution d'électricité, et tout poste client alimenté ou
17 destiné à être alimenté par Hydro-Québec, en aval du point de
18 raccordement. L'installation électrique comprend le branchement du
19 client.