

**Réponses du Transporteur  
à la demande de renseignements numéro 2  
de l'Association des hôteliers du Québec  
et l'Association des restaurateurs du Québec  
(« AHQ-ARQ »)**



DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE L'AHQ-ARQ À HQT

**ÉTUDE SUR LES FACTEURS INFLUENÇANT LE TAUX DE PERTES DU RÉSEAU DE TRANSPORT**

1. **Référence :** B-0013, page 9, lignes 22 à 26.

**Préambule :**

« Selon les travaux réalisés par l'IREQ, il existe certaines méthodes empiriques servant à modéliser les pertes par effet couronne, mais celles-ci nécessitent des données météorologiques réelles hautement localisées qui sont inexistantes. Ainsi, en raison des données limitées dont il dispose, la méthode initialement proposée par le Transporteur [note de bas de page omise] permet d'obtenir le meilleur niveau de précision. » (Nous soulignons)

**Demande :**

- 1.1 Veuillez décrire les « données météorologiques réelles hautement localisées » dont il est question à la référence et démontrer l'affirmation selon laquelle de telles données seraient inexistantes.

**Réponse :**

1 **Pour calculer les pertes par effet couronne sur les lignes à 735 kV du réseau,**  
2 **des données météorologiques sur toute la longueur d'une ligne, et ce pour**  
3 **toutes les lignes à 735 kV du réseau, seraient nécessaires. En effet,**  
4 **les conditions météorologiques peuvent varier énormément le long d'une ligne**  
5 **de transport et les pertes par effet couronne en sont fortement influencées.**

6 **Selon la littérature, les pertes par effet couronne s'avèrent dépendantes des**  
7 **données suivantes :**

- 8 • **température du conducteur ;**
- 9 • **point de rosée ;**
- 10 • **humidité ;**
- 11 • **vitesse de vent ;**
- 12 • **couvert nuageux ;**
- 13 • **niveau de précipitation ;**
- 14 • **visibilité.**

15 **La température du conducteur est un exemple de donnée inexistante. Quant aux**  
16 **autres paramètres de nature météorologiques, comme ceux-ci ne sont mesurés**  
17 **qu'à un nombre limité d'endroits, leur utilisation pour l'évaluation de**  
18 **phénomènes éloignés peut être sujette à l'introduction d'un niveau**  
19 **d'imprécision important.**

- 2. Références :** (i) B-0030, pages 22 à 24, figures 1 à 6;  
(ii) B-0013, pages 10 à 13.

**Préambule :**

(i) Les figures 1 à 6 de la pièce B-0030 reproduisent les figures 1 à 6 de la pièce B-0013 et montrent une quantification de l'influence de certaines sources identifiées dans l'étude sur les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport.

(ii) « *Comme le Transporteur l'a indiqué [note de bas de page omise], les facteurs qui influencent le transit du nord vers le sud du réseau sont ceux qui ont le plus d'impact sur les pertes par effet Joule, et donc sur le taux de pertes de transport. À titre d'exemple, la figure 1 présente les pertes par effet Joule issues des équipements à courant alternatif, classées en fonction de la production totale sur le réseau, tandis que la figure 2 présente les pertes par effet Joule issues des équipements à courant alternatif, classées en fonction du transit du nord vers le sud. Ces figures permettent d'illustrer que les pertes par effet Joule sont effectivement corrélées avec la production totale sur le réseau et avec le transit du nord vers le sud, mais l'amplitude des courbes en bleu pâle montrent que le transit du nord vers le sud est un meilleur indicateur pour suivre l'impact sur les pertes de transport. Cependant, bien qu'il soit un bon indicateur, plusieurs autres facteurs qui varient d'une heure à l'autre ont aussi de l'influence sur les pertes.* » (Nous soulignons)

[...]

*Pour identifier les éléments qui composent ces variations, il peut être intéressant d'étudier une portion radiale du réseau. Le réseau gaspésien à l'est du poste Lévis est un cas typique intéressant à analyser. Dans un premier temps, il faut identifier un bon indicateur pour suivre les pertes sur ce sous-réseau. La figure 3 et la figure 4 qui présentent les pertes dans le réseau gaspésien, classées en fonction de la production en Gaspésie dans un cas et classées en fonction de la charge en Gaspésie dans l'autre, montrent qu'il n'y a aucune corrélation évidente à faire. La figure 5 qui présente les pertes dans le réseau gaspésien, classées en fonction du transit entre les postes Lévis et Rivière-du-Loup, illustre que les pertes dans le réseau de la Gaspésie sont effectivement corrélées avec le transit entre les postes Lévis et Rivière-du-Loup, mais encore une fois, l'amplitude de la courbe en bleu pâle indique que plusieurs autres facteurs qui varient d'une heure à l'autre ont aussi de l'influence sur les pertes de ce sous-réseau. » (Nous soulignons)*

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez définir ce que le Transporteur entend par la valeur de « *transit du nord vers le sud* » des figures 2 et 6 de la référence (i) et fournir une description des éléments (lignes, points de mesure, etc.) qui la composent et la méthode de calcul pour l'obtenir.

**Réponse :**

1           **Pour la création des figures 1 à 6 de la référence (i), les informations proviennent**  
2           **des fichiers d'écoulement de puissance qui sont reconstruits dans le logiciel**  
3           **« *Power System Simulator for Engineering (PSS/E)* » à partir de la solution de**  
4           **l'estimateur d'état du réseau de transport et adaptés selon les hypothèses**  
5           **présentées par le Transporteur dans son étude expliquant et quantifiant les**  
6           **facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport<sup>1</sup>.**  
7           **Ces informations peuvent donc différer des valeurs officielles. Le but de ces**  
8           **graphiques étant simplement d'apprécier de façon qualitative la corrélation**  
9           **entre différents indicateurs et les pertes de transport, la précision des données**  
10           **issues directement de l'estimateur d'état est amplement suffisant.**

11           **Le transit du nord vers le sud, tel que défini par le Transporteur, correspond aux**  
12           **transits à 735 kV sur les corridors Baie-James Est, Baie-James Ouest et**  
13           **Manic-Québec. Ceux-ci correspondent aux :**

- 14           • **transits sur les lignes entre les postes Abitibi et La Vérendrye mesurés**  
15           **au poste Abitibi ;**
- 16           • **transits sur les lignes entre les postes Chibougamau et Chamouchouane**  
17           **mesurés au poste Chibougamau ;**
- 18           • **transit sur la ligne entre les postes Micoua et Saguenay mesuré au poste**  
19           **Micoua ;**
- 20           • **transit sur la ligne entre les postes Aux Outardes et Laurentides mesuré**  
21           **au poste Aux Outardes ;**
- 22           • **transits sur les lignes entre les postes Manicouagan et Lévis mesuré au**  
23           **poste Manicouagan.**

2.2       Relativement à la figure 1 de la référence (i), veuillez fournir, en MW ou en MWh/h, la valeur maximale de la production totale, la valeur des pertes Joule à courant alternatif et la valeur du transit du nord vers le sud observées à la même heure que cette production totale maximale. Veuillez aussi fournir l'estimation du Transporteur des pertes par effet couronne à la même heure que cette production totale maximale.

**Réponse :**

24           **La valeur horaire de la production totale la plus élevée en simulation est de**  
25           **39 843 MW. À cette heure, la valeur des pertes par effet Joule obtenue est de**  
26           **2 084 MW et le transit du nord vers le sud est de 24 475 MW. Les pertes par effet**  
27           **couronne évaluées à cette même heure sont négligeables.**

---

<sup>1</sup> R-4058-2018, B-0092, HQT-9, Document 1 révisé, annexe 1, [section 3.2](#).

- 2.3 Veuillez définir ce que le Transporteur entend par la valeur de « *production de la Gaspésie* » de la figure 3 de la référence (i) et fournir une description des éléments (lignes, points de mesure, etc.) qui la composent et la méthode de calcul pour l'obtenir.

**Réponse :**

1 **Le Transporteur entend par la valeur de production de la Gaspésie, toute la**  
2 **production raccordée au réseau d'Hydro-Québec en aval du poste Lévis.**  
3 **La production de la Gaspésie est entièrement composée de production**  
4 **éolienne.**

- 2.4 Veuillez définir ce que le Transporteur entend par la valeur de « *pertes dans le réseau de la Gaspésie* » des figures 3 à 6 de la référence (i) et fournir une description des éléments (lignes, points de mesure, etc.) qui la composent et la méthode de calcul pour l'obtenir.

**Réponse :**

5 **Les pertes dans le réseau de la Gaspésie dans les figures 3 à 6 de la référence (i)**  
6 **correspondent aux pertes par effet Joule du réseau d'Hydro-Québec en aval du**  
7 **poste Lévis et issues de l'estimateur d'état. Ces pertes sont calculées par le**  
8 **logiciel de simulation PSS/E, en fonction du transit et de la résistance des**  
9 **équipements modélisés (lignes et transformateurs).**

- 2.5 Veuillez expliquer le constat, d'après la figure 3 de la référence (i), selon lequel les pertes dans le réseau de la Gaspésie sont au maximum lorsque la production de la Gaspésie est au maximum et que ces mêmes pertes sont également des plus élevées quand la production dans le réseau de la Gaspésie est à son minimum et voire pratiquement nulle.

**Réponse :**

10 **Le niveau de la production en Gaspésie varie en fonction du vent et est aléatoire**  
11 **en fonction de la charge. Ainsi, lorsque la production éolienne est forte et que**  
12 **la charge en Gaspésie est faible, la poche de charge de la Gaspésie devient**  
13 **exportatrice vers le réseau principal. De même, lorsque la production éolienne**  
14 **est faible et que la charge en Gaspésie en forte, la poche de charge de la**  
15 **Gaspésie est fortement importatrice du réseau principal. Ces deux situations**  
16 **entraînent donc les pertes par effet Joule les plus élevées sur le réseau de la**  
17 **Gaspésie à l'est du poste Lévis.**

2.6 Veuillez expliquer le constat, d'après la figure 4 de la référence (i), selon lequel les pertes dans le réseau de la Gaspésie sont au maximum lorsque la charge en Gaspésie est au minimum.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 2.5.**

2.7 Veuillez expliquer les changements de pente importants qu'on peut observer dans la figure 4 de la référence (i) sur la courbe de la charge en Gaspésie, vers le milieu de la courbe.

**Réponse :**

2 **Le but de ce graphique étant d'apprécier de façon qualitative la corrélation entre**  
3 **la charge et les pertes de transport en Gaspésie, le tout afin d'illustrer**  
4 **l'impossibilité de déterminer en détail les sources des variations annuelles du**  
5 **taux de pertes, le Transporteur estime que la question des intervenants**  
6 **concernant un point précis de la courbe n'est pas pertinent. Celui-ci n'affecte en**  
7 **rien les constats tirés du graphique.**

2.8 Veuillez expliquer le constat, d'après la figure 5 de la référence (i), selon lequel les pertes dans le réseau de la Gaspésie sont au maximum lorsque le transit Lévis vers Rivière-Du-Loup est au minimum.

**Réponse :**

8 **Voir la réponse à la question 2.5.**

2.9 Veuillez expliquer le constat, d'après la figure 6 de la référence (i), selon lequel les courbes des pertes dans le réseau de la Gaspésie et du transit de Lévis vers Rivière-du-Loup n'atteignent pas la valeur de 1 et spécifier l'échelle de ces valeurs.

**Réponse :**

9 **Dans chacune des figures, les courbes sont normées en fonction de leur valeur**  
10 **maximale.**

11 **Dans la figure 6, les pertes par effet Joule dans le réseau de la Gaspésie sont**  
12 **donc normées en fonction de la valeur maximale des pertes par effet Joule sur**  
13 **l'ensemble du réseau et le transit Lévis vers Rivière-du-Loup est normé en**  
14 **fonction de la valeur maximale du transit du nord vers le sud.**

- 2.10 Veuillez fournir le coefficient de corrélation entre les deux courbes de la figure 1 de la référence (i) qui démontre l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle « *les pertes par effet Joule sont effectivement corrélées avec la production totale sur le réseau* ».

**Réponse :**

1 Dans la preuve du Transporteur<sup>2</sup>, il est fait mention d'une corrélation entre les  
2 pertes par effet Joule et différents indicateurs. Par exemple, on considère à la  
3 figure 1 la corrélation entre les pertes Joule et la production totale.

4 Une variation graduelle d'un indicateur corrélé avec les pertes par effet Joule  
5 devrait correspondre à une variation également graduelle de ces pertes.  
6 La corrélation est définie dans la preuve du Transporteur comme l'amplitude  
7 des courbes de pertes Joule, en bleu pâle.

8 Afin de quantifier cette amplitude, il est possible d'estimer les paramètres d'une  
9 fonction approximante, tel qu'un polynôme qui passe au mieux par les points  
10 de la courbe des pertes par effet Joule. On définit alors les résidus de cette  
11 estimation comme la différence entre les pertes Joule et la fonction  
12 approximante. On approxime ensuite la distribution des résidus par une  
13 distribution gaussienne. On définit finalement l'amplitude des courbes des  
14 pertes par effet Joule, c'est-à-dire les courbes bleu pâle, par la valeur de trois  
15 fois l'écart type de la distribution gaussienne qui approxime la distribution  
16 observée des résidus d'estimation de la fonction approximante.

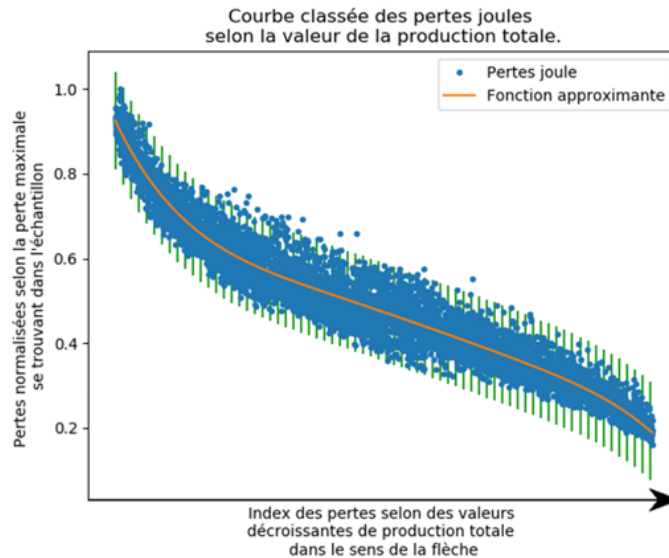
17 La figure ci-dessous montre la courbe classée des pertes Joule, selon la valeur  
18 de la production totale ainsi que la fonction approximante. Les barres verticales  
19 sur la fonction approximante montrent pour leur part la variation de +/- 3 écarts  
20 types autour de cette même fonction approximante.

21 Comme les courbes bleu pâles ont toujours une certaine épaisseur,  
22 les différents indicateurs passés en revue ne sont pas assez complexes pour  
23 tenir compte de tous les facteurs d'influence et le Transporteur a choisi de  
24 poursuivre l'étude avec l'IREQ d'une méthode plus puissante, celle basée sur  
25 l'estimateur d'état.

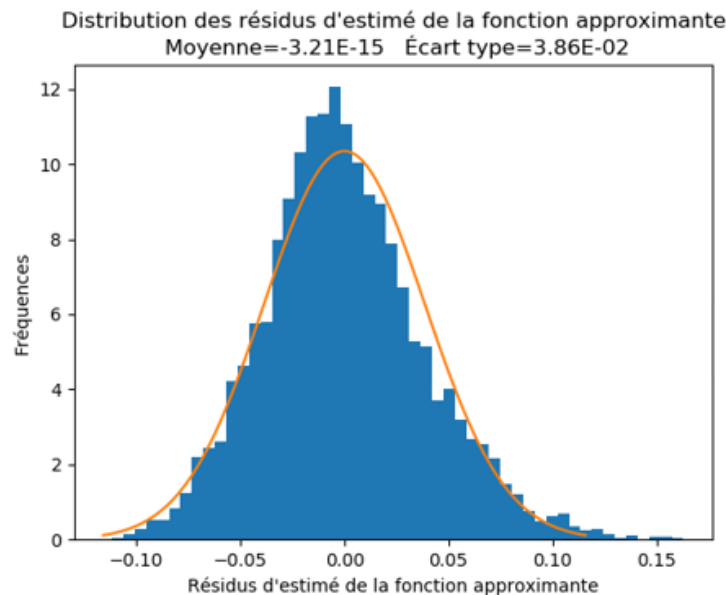
---

<sup>2</sup> B-0013, HQT-6, Document 1.1, [section 2.2](#).





- 1 **La figure ci-dessous montre quant à elle la distribution des résidus de l'estimé**
- 2 **de la fonction approximante.**
- 3 **Dans le cas considéré ici, soit celui de prendre « l'épaisseur » de la courbe**
- 4 **classée des pertes par effet Joule selon la valeur de la production totale comme**
- 5 **métrique de corrélation entre ces deux variables, que l'on peut noter m,**
- 6 **on obtient une valeur de  $m = 3,86^{E-2} \times 3 = 0,1158$ .**



- 2.11 Veuillez fournir le coefficient de corrélation entre les deux courbes de la figure 2 de la référence (i) qui démontre l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle les pertes par effet Joule seraient effectivement corrélées avec le transit du nord vers le sud.

**Réponse :**

1 **L'application numérique de la méthode décrite à la réponse de la question 2.10**  
2 **pour calculer la métrique de corrélation  $m$  entre les pertes Joule et la valeur du**  
3 **transit du nord vers le sud donne la valeur suivante :**

4  **$m = 2,66^{E-2*3} = 0,0798.$**

2.12 Veuillez fournir le coefficient de corrélation entre les deux courbes de la figure 3 de la référence (i) qui démontre l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle « *il n'y a aucune corrélation évidente à faire* ».

**Réponse :**

5 **L'application numérique de la méthode décrite à la réponse de la question 2.10**  
6 **pour calculer la métrique de corrélation  $m$  entre les pertes par effet Joule et la**  
7 **valeur de la production en Gaspésie donne la valeur suivante :**

8  **$m = 7,91^{E-2*3} = 0,2373.$**

2.13 Veuillez fournir le coefficient de corrélation entre les deux courbes de la figure 4 de la référence (i) qui démontre l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle « *il n'y a aucune corrélation évidente à faire* ».

**Réponse :**

9 **L'application numérique de la méthode décrite à la réponse de la question 2.10**  
10 **pour calculer la métrique de corrélation  $m$  entre les pertes par effet Joule et la**  
11 **valeur de la charge en Gaspésie donne la valeur suivante :**

12  **$m = 9,75^{E-2*3} = 0,2925.$**

2.14 Veuillez fournir le coefficient de corrélation entre les deux courbes de la figure 5 de la référence (i) qui démontre l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle « *les pertes dans le réseau de la Gaspésie sont effectivement corrélées avec le transit entre les postes Lévis et Rivière-du-Loup* ».

**Réponse :**

13 **L'application numérique de la méthode décrite à la réponse de la question 2.10**  
14 **pour calculer la métrique de corrélation  $m$  entre les pertes par effet Joule**  
15 **et la valeur du transit entre les postes Lévis et Rivière-du-Loup donne la**  
16 **valeur suivante :**

17  **$m = 6,99^{E-2*3} = 0,2097.$**

- 2.15 Veuillez fournir la liste des « *plusieurs autres facteurs qui varient d'une heure à l'autre ont aussi de l'influence sur les pertes de ce sous-réseau* » tel que mentionné à la référence (ii), à propos de la figure 5 de la référence (i).

**Réponse :**

- 1 **Voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements no 2 de**  
2 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQT-10, Document 3.2.**

- 2.16 Veuillez fournir, dans un chiffrier Excel, pour chacune des années 2016, 2017 et 2018, les valeurs chronologiques horaires (en MW ou en MWh/h et non des valeurs relatives) des éléments suivants : pertes totales sur le réseau de transport, production totale, pertes par effet Joule à courant alternatif, transit du nord vers le sud, production de la Gaspésie, pertes dans le réseau de la Gaspésie, charge en Gaspésie et transit Lévis vers Rivière-Du-Loup.

**Réponse :**

- 3 **Le but de ces graphiques étant simplement d'apprécier de façon qualitative**  
4 **la corrélation entre différents indicateurs et les pertes de transport, le tout afin**  
5 **d'illustrer l'impossibilité de déterminer en détails les sources des variations**  
6 **annuelles du taux de pertes, le Transporteur estime que le niveau de détail et les**  
7 **informations demandées par les intervenants ne sont pas requis pour**  
8 **l'appréciation des résultats.**

3. **Référence :** R-4058-2018, B-0118, page 19, ligne 10, à page 20, ligne 5.

**Préambule :**

*« L'évolution de l'énergie circulant dans la limite Sud pour les cinq dernières années est présentée ci-dessous, démontrant une plus grande proportion lors des années récentes par rapport (sic) aux années précédentes :*

- 2013 : année de référence ;
- 2014 : 96 % ;
- 2015 : 100 % ;
- 2016 : 104 % ;
- 2017 : 104 %. »

**Demande :**

- 3.1 Veuillez compléter la liste de la référence en ajoutant la valeur 2018 de l'évolution de l'énergie circulant dans la limite Sud.

**Réponse :**

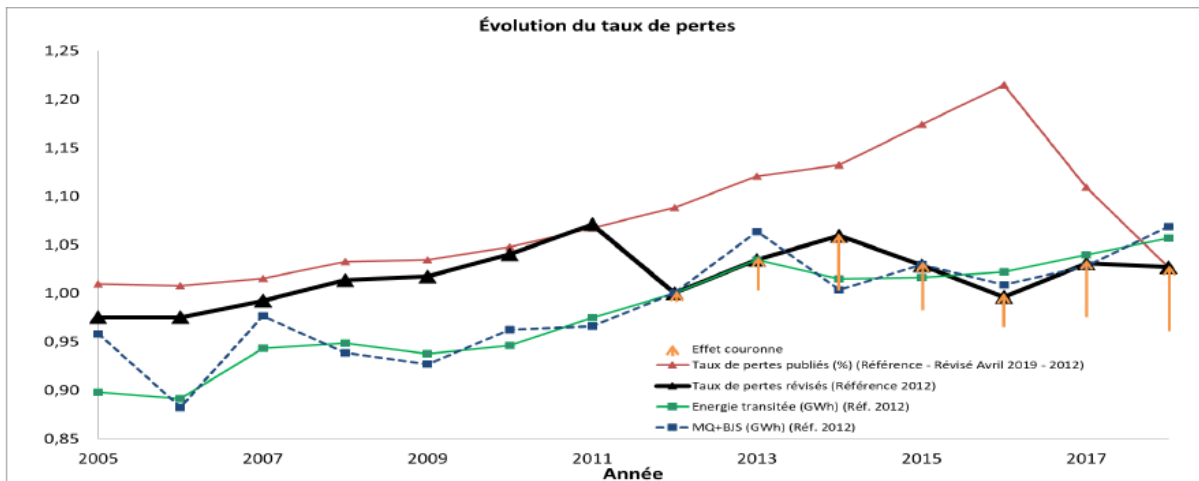
1           **Le Transporteur estime que cette question dépasse le cadre du présent dossier.**  
 2           **La Régie dans décision D-2019-118 mentionne :**

3           **« [86] Ainsi, la Régie considère que les efforts doivent être canalisés sur l'examen**  
 4           **de la nouvelle preuve du Transporteur, afin de bien saisir les travaux présentés par**  
 5           **ce dernier et d'évaluer la qualité des résultats qui en découlent. Tel que mentionné**  
 6           **dans sa décision D-2019-04723, la Régie est consciente des efforts requis pour**  
 7           **effectuer ce travail, des délais inhérents et du besoin de priorisation des objectifs.**  
 8           **Avant de débattre et d'examiner des solutions alternatives, la Régie est d'avis que**  
 9           **les intervenants doivent concentrer leurs efforts à examiner la validité de la**  
 10           **solution proposée par le Transporteur. »**

11           **« [87] Les intervenants pourront donc questionner le Transporteur, faire valoir**  
 12           **leurs préoccupations et émettre des recommandations sur sa preuve, dans les**  
 13           **limites du cadre d'examen ainsi défini. »**  
 14           **(nous soulignons)**

4.       **Référence :** B-0030, page 25.

**Préambule :**



**Demandes :**

4.1 Veuillez spécifier l'unité de mesure de l'effet couronne qui apparaît à la référence.

**Réponse :**

1 **Uniquement à titre illustratif, l'effet couronne est représenté par la proportion de**  
2 **l'impact estimé que ce phénomène a sur le taux de pertes par rapport à l'effet**  
3 **couronne estimé pour l'année 2012, soit l'année de référence. Les flèches ont**  
4 **donc uniquement pour but de classer qualitativement les années, selon le**  
5 **volume d'effet couronne estimé d'une année à l'autre.**

4.2 Veuillez expliquer la valeur de l'effet couronne de 2012 qui est pratiquement nulle sur le graphique de la référence.

**Réponse :**

6 **Sur le graphique, bien qu'il y ait eu de l'effet couronne, la valeur de 2012 est**  
7 **nulle car il s'agit de celle de l'année de référence. L'année 2012 est aussi l'année**  
8 **où la quantité d'effet couronne estimée était la plus faible.**

4.3 Veuillez fournir la valeur en GWh (et non en valeur relative) de la donnée du graphique de la référence intitulée « *Effet couronne* » et ce, pour chaque année entre 2012 et 2018.

**Réponse :**

9 **Tel que déjà expliqué par le Transporteur<sup>3</sup> la méthode d'estimation vise à**  
10 **apprécier l'influence de l'effet couronne sur le taux de pertes d'une année à**  
11 **l'autre, mais n'est pas précise pour une année donnée. Le Transporteur affirme**  
12 **donc qu'aucune conclusion ne peut être tirée à partir des valeurs absolues**  
13 **présentées dans ce graphique.**

14 **Un raffinement a été effectué pour l'estimation de l'effet couronne en 2018, dans**  
15 **le cadre du développement de la méthode comparative du taux de pertes de**  
16 **l'IREQ<sup>4</sup>. Le but de ce raffinement est d'obtenir une appréciation des pertes par**  
17 **effet couronne pour une année donnée, plutôt qu'en comparaison d'une année**  
18 **à l'autre. Selon la méthode raffinée, la valeur estimée pour 2018 est de 845 GWh.**  
19 **Toutefois, certains paramètres demeurent estimés, en raison d'information**  
20 **indisponible, ne permettant pas d'égaliser la précision de l'effet Joule.**

---

<sup>3</sup> R-4058-2018, [B-0199](#), HQT-15, Document 3.5, Réponse du Transporteur à l'engagement no 5 de l'AHQ-ARQ dans le sujet du taux de pertes de transport.

<sup>4</sup> Voir également la réponse du Transporteur à la question 20.1.

1 **Les données des années antérieures sont donc à titre comparatif seulement**  
2 **et le Transporteur juge qu'il est essentiel de les présenter de façon relative,**  
3 **plutôt qu'en valeurs absolues.**

4.4 Veuillez fournir la valeur en GWh (et non en valeur relative) de la donnée du graphique de la référence intitulée « MQ+BJS » et ce, pour chaque année entre 2005 et 2018.

**Réponse :**

4 **Le graphique présenté en référence avait uniquement pour but d'apprécier**  
5 **qualitativement l'influence des principaux paramètres sur l'évolution annuelle**  
6 **du taux de pertes. Le Transporteur juge donc ces données non pertinentes au**  
7 **présent dossier, plus particulièrement en fonction du cadre établi par la Régie<sup>5</sup>.**

**ERREURS ET CORRECTIONS DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT**

5. **Références :** (i) B-0013, page 15;  
(ii) R-4058-2018, B-0233, page 3, lignes 6 à 12.

**Préambule :**

(i) « *À la suite de l'exercice de contrevalidation du taux de pertes de 2018, les taux des années 2006 à 2013 ont aussi été révisés. Le Transporteur présente donc dans le tableau suivant les taux de pertes révisés pour ces années. Par ailleurs, toujours à la suite de l'exercice de contrevalidation du taux de pertes de 2018, les taux révisés des années 2014 à 2017 ont déjà été déposés le 26 avril 2019 [Note de bas de page omise].* » (Nous soulignons)

(ii) « *Le Transporteur présente donc dans le tableau suivant les valeurs révisées pour les années 2014 à 2017 :*

[...]

*Ces taux de pertes résultent de l'exercice de revalidation de l'année 2018 qui s'est fait comme mentionné en audience.*

*Il est à noter que les taux de pertes ci-dessus n'ont pas été vérifiés par le modèle réseau présentement en exploration par l'IREQ. De plus, des travaux sont en cours avec des ressources spécialisées en contrôle.* » [notes de bas de page omises] (Nous soulignons)

---

<sup>5</sup> [D-2019-118](#), par. 86 et 84.

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez indiquer, si contrairement aux taux de pertes des années de 2014 à 2017 tel que spécifié à la référence (ii), les taux de pertes des années 2006 à 2013 dont il est question à la référence (i) ont été vérifiés par le modèle réseau présentement en exploration par l'IREQ et suite aux travaux prévus avec des ressources spécialisées en contrôle. Dans l'affirmative, veuillez indiquer, de façon qualitative et quantitative, les changements qui ont été apportés aux taux de pertes des années 2006 à 2013 suite à de telles vérifications. Dans la négative, veuillez indiquer quand le Transporteur prévoit procéder à de telles vérifications.

**Réponse :**

- 1 **Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements no 2**  
2 **de la Régie à la pièce HQT-10, Document 1.2.**
- 3 **De toutes les recommandations des ressources spécialisées en contrôle<sup>6</sup>,**  
4 **celle qui pouvait être appliquée rétrospectivement et ayant une réelle valeur**  
5 **ajoutée était l'ajustement des données mensuelles des capteurs des**  
6 **producteurs privés utilisées pour la revalidation des taux de pertes des années**  
7 **2005 à 2017.**
- 8 **Les autres recommandations des ressources spécialisées en contrôle**  
9 **procurent plutôt un gain en robustesse, principalement pour les années futures.**  
10 **On y retrouve entre autres des recommandations sur l'amélioration des**  
11 **communications lors des changements topologiques et l'automatisation du**  
12 **système visant la qualité de l'acquisition des données.**
- 13 **Le Transporteur présente ci-dessous l'impact des modifications au « BISI » à la**  
14 **suite de l'exercice de revalidation du taux de pertes de l'année 2018.**

**Tableau R5.1**  
**Impact des corrections au BISI à la suite de la revalidation de l'année 2018 (en GWh)**

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
321	102	53	-5	58	-42	0	115	141	79	242	57	-63

- 5.2 Veuillez indiquer quand le Transporteur compte-t-il corriger les taux de pertes des années 2014 à 2017 suite aux vérifications et travaux mentionnés à la référence (ii).

**Réponse :**

- 15 **Voir la réponse à la question 5.1.**

<sup>6</sup> R-4096-2019, B-0013, HQT-6, Document 1.1, [section 4.3](#).

6. **Référence :** B-0013, page 18, lignes 23 à 25.

**Préambule :**

*« Analyse des résultats de chacune des charges du BISI afin de valider l'absence de données aberrantes. Lorsque des données mensuelles semblent diverger, une analyse des données journalières est désormais réalisée. »* (Nous soulignons)

**Demande :**

6.1 Veuillez indiquer si lorsque les données journalières semblent diverger suite à l'exercice décrit à la référence, une analyse des données horaires est réalisée. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas le faire.

**Réponse :**

1 **Lorsque les données journalières semblaient diverger, des analyses horaires**  
2 **ont été réalisées afin de cibler de façon plus précise le moment de la divergence.**

7. **Référence :** B-0013, page 22, lignes 2 à 9.

**Préambule :**

*« Les 8 760 situations de réseaux analysées avec chacune des solutions envisagées doivent avoir une représentation prenant en compte des valeurs réalistes de l'exploitation du réseau au niveau de :*

- *la production ;*
- *la charge ;*
- *les échanges ;*
- *les retraits et les indisponibilités ;*
- *les tensions d'exploitation. »*

**Demande :**

7.1 Veuillez décrire en détail, de façon qualitative et quantitative, la méthode et les hypothèses retenues par le Transporteur pour la prise en compte de valeurs réalistes de l'exploitation du réseau et ce, pour chacun des cinq éléments mentionnés à la référence.



**Réponse :**

1           **Pour s'assurer que les conditions d'exploitation demeurent réalistes pour**  
2           **l'ensemble des 8 760 situations horaires du réseau, le Transporteur validera**  
3           **que les conditions d'exploitation sont à l'intérieur de leurs limites normales.**  
4           **Les profils d'exploitation passés sur lesquels se base le Transporteur sont par**  
5           **défaut réalistes. Lors de la prise en compte de l'évolution prévue dans l'horizon**  
6           **de l'étude, le Transporteur devra s'assurer que les profils d'exploitation**  
7           **le demeurent.**

- 8           • **Pour la production, cela signifie que chaque groupe ne doit pas produire**  
9           **plus que sa puissance installée.**
- 10          • **Pour la charge, ceci exige de respecter les capacités limites de transits**  
11          **des postes satellites.**
- 12          • **Pour les échanges, il est nécessaire de demeurer à l'intérieur des**  
13          **capacités des interconnexions.**
- 14          • **Pour les retraits et les indisponibilités, il est impossible de vérifier si le**  
15          **réseau projeté respecte les critères de conception pour chacune des**  
16          **8 760 situations horaires. Par contre, en reproduisant les mêmes**  
17          **hypothèses que pour une année réalisée, il est raisonnable de penser que**  
18          **ces hypothèses sont réalistes.**
- 19          • **Pour les tensions d'exploitation, celles-ci doivent demeurer dans des**  
20          **plages normales permises d'exploitation en conditions normales.**

8.       **Référence :** B-0013, page 32, tableau A1-2.

**Préambule :**

**Tableau A1-2**  
**Évaluation de la méthode 2 - Ratio 2018**

<b>Données</b>	<b>Janvier</b>	<b>Février</b>	<b>Décembre</b>
Production	0,9996	1,0000	0,9996
Réceptions	1,0003	0,9995	0,9995
Livraisons	1,0016	1,0006	1,0027

**Demandes :**

8.1 Veuillez fournir la formule permettant de calculer le ratio dont il est question à la référence.

**Réponse :**

1 **La formule utilisée par le Transporteur pour calculer les ratios est la somme**  
 2 **des compteurs mensuels divisée par la somme des capteurs mensuels :**  
 3 **ratio =  $\Sigma$  compteurs /  $\Sigma$  capteurs.**

8.2 Veuillez compléter le tableau de la référence en ajoutant les neuf mois manquants de 2018.

**Réponse :**

**Tableau R8.2  
Évaluation de la méthode 2 – Ratio 2018**

2018	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.
<b>Production</b>	0,9991	1,0001	0,9995	0,9996	1,0001	0,9996	1,0003	1,0003	0,9997
<b>Réception</b>	0,9965	1,0145	1,0065	1,0035	0,9928	0,9943	1,0009	0,9914	1,0014
<b>Livraison</b>	0,9957	0,9989	1,0030	0,9806	1,0011	1,0016	1,0013	1,0031	1,0126

8.3 Veuillez fournir un tableau du ratio dont il est question à la référence pour chacun des mois des années 2016 et 2017.

**Réponse :**

**Tableau R8.3A  
Évaluation de la méthode 2 – Ratio 2016**

2016	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
<b>Production</b>	1,0002	1,0005	0,9986	1,0003	1,0010	1,0005	1,0000	1,0003	1,0027	1,0010	1,0057	1,0020
<b>Réception</b>	1,0133	1,0026	0,9991	0,9965	1,0101	1,0273	1,0074	1,0070	1,0311	1,0322	1,0114	1,0122
<b>Livraison</b>	1,0026	1,0030	1,0019	1,0032	1,0014	1,0017	1,0016	1,0021	1,0025	1,0029	1,0015	1,0003

**Tableau R8.3B  
Évaluation de la méthode 2 – Ratio 2017**

2017	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
<b>Production</b>	0,9993	1,0017	1,0003	1,0001	1,0001	0,9981	0,9993	0,9989	0,9997	0,9993	1,0006	0,9995
<b>Réception</b>	1,0239	1,0238	1,0138	1,0008	1,0454	1,0278	1,0035	1,0055	0,9948	1,0028	1,0089	1,0080
<b>Livraison</b>	1,0011	1,0001	0,9997	1,0012	1,0018	1,0000	1,0010	1,0011	1,0000	1,0018	1,0055	1,0021

9. **Références :** (i) R-4058-2018, B-0178, page 4, tableau R1.2;  
(ii) R-4058-2018, B-0178, page 5, tableau R1.3.

**Préambule :**

(i)

**Tableau R1.2**  
**Énergie reçue et énergie livrée**  
**(Taux de pertes initiaux)**

Calculs de taux de pertes initiaux						
Année	Productions (GWh)	Réceptions aux interconnexions (GWh)	Énergie reçue (GWh)	Livraison au Distributeur (GWh)	Livraisons aux interconnexions (GWh)	Énergie livrée (GWh)
2015	174 912	45 478	220 390	174 049	33 610	207 659
2016	176 140	45 274	221 414	171 707	36 513	208 220
2017	181 017	44 033	225 050	174 041	38 695	212 736

(ii)

**Tableau R1.3**  
**Énergie reçue et énergie livrée**  
**(Taux de pertes révisés)**

Calculs de taux de pertes révisés						
Année	Productions (GWh)	Réceptions aux interconnexions (GWh)	Énergie reçue (GWh)	Livraison au Distributeur (GWh)	Livraisons aux interconnexions (GWh)	Énergie livrée (GWh)
2015	174 912	45 478	220 390	175 302	33 610	208 912
2016	176 140	45 274	221 414	173 897	36 513	210 410
2017	181 017	44 033	225 050	174 920	38 695	213 615

**Demandes :**

- 9.1 Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence (i) en y ajoutant les années de 2005 à 2014 et 2018.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 3.1.**

- 9.2 Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence (ii) en y ajoutant les années de 2005 à 2014 et 2018 et en corrigeant si nécessaire les valeurs de 2015 à 2017.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 3.1.**

- 10. Références :** (i) B-0013, pages 14 et 15, section 3.1;  
(ii) R-4058-2018, B-0178, page 5, lignes 10 à 13.

**Préambule :**

(i) La section 3.1 présente l'exercice de revalidation du taux de pertes de l'année 2005 et ses résultats.

(ii) « *En ce qui concerne les réceptions et les livraisons associées aux interconnexions, il y a 11 intrants pour chacune d'elles. Les données proviennent de compteurs d'énergie fournissant des données sur une base horaire. Le transporteur possède un historique datant de 2006.* » (Nous soulignons)

**Demande :**

- 10.1 Veuillez expliquer comment le Transporteur a-t-il pu procéder à l'exercice de la référence (i) pour l'année 2005 alors que ce dernier, tel que mentionné à la référence (ii), ne possède un historique ne datant que de 2006 pour les réceptions et livraisons associées aux interconnexions.

**Réponse :**

2 **Le Transporteur n'a pas fait la vérification des données des interconnexions**  
3 **pour l'année 2005, car ces données n'étaient effectivement pas disponibles.**  
4 **Par contre, le Transporteur considère ces données sont fiables. En effet,**  
5 **celles-ci possèdent un niveau de précision très élevé en étant acquises**  
6 **par des compteurs et comparées de façon mensuelle avec les données des**  
7 **réseaux voisins.**

8 **Le Transporteur rappelle que les erreurs identifiées dans l'historique étaient**  
9 **principalement reliées à la charge du réseau (BISI).**

- 11. Référence :** B-0013, page 16, lignes 4 à 9.

**Préambule :**

« Cette validation sur une base horaire des taux de pertes des années 2017 et 2018 démontre que l'exercice complet de revalidation réalisé pour les taux de pertes des années 2005 à 2018 est concluant. »

*De plus, avec l' amélioration de son processus de calcul et les recommandations des ressources spécialisées en contrôle, le Transporteur est d' avis qu' une méthode aussi fastidieuse de validation des pertes horaires ne procurerait aucune valeur ajoutée. » (Nous soulignons)*

**Demandes :**

- 11.1 Veuillez démontrer statistiquement que la validation des taux de pertes des années 2017 et 2018 garantit que l'exercice complet de revalidation réalisé pour les taux de pertes des années 2005 à 2016 est concluant, comme affirmé à la référence.

**Réponse :**

- 1           **Cette affirmation ne repose pas sur une analyse statistique.**
- 2           **Le Transporteur rappelle que pour la revalidation des taux de pertes des années**
- 3           **2005 à 2016, le même processus rigoureux des années 2017 et 2018 a été utilisé.**
- 4           **De ce fait, la validation sur une base horaire des années 2017 et 2018 a démontré**
- 5           **que très peu d'erreurs ponctuelles ont été décelées et qu'il n'y avait donc aucun**
- 6           **impact sur le taux de pertes annuel.**

- 11.2 Veuillez expliquer sur quelle base le Transporteur qualifie de « *fastidieuse* » la méthode dont il est question à la référence. Veuillez notamment évaluer l'effort requis en ressources pour appliquer la méthode de la référence une fois par année.

**Réponse :**

- 7           **La validation sur une base horaire des années 2017 et 2018 a nécessité à elle**
- 8           **seule deux ressources à temps plein, pendant deux semaines. Les efforts requis**
- 9           **pour développer et appliquer une telle méthode ont amené peu de gain, car le**
- 10          **Transporteur constate qu'elle ne permet que de détecter des divergences**
- 11          **ponctuelles qui n'ont aucune répercussion sur le taux de pertes annuel.**

**12. Référence :** R-4058-2018, B-0178, page 15, réponse 6.2.

**Préambule :**

«

6.2 Pour chacune des années 2015, 2016 et 2017, veuillez indiquer le nombre de « changements au réseau de transport qui n'ont pas été pris en compte adéquatement, ou n'ont pas été reflétés dans les équations » qui ont été découverts par le Transporteur lors de la revue décrite à la référence.

**Réponse :**

10 Parmi les erreurs reliées à la famille des équations, voici le nombre de  
11 changements au réseau de transport, qui n'avaient pas été pris en compte  
12 adéquatement. Ceci inclut les mises en services et les modifications aux  
13 producteurs indépendants.

**Tableau R.6.2**  
Nombre de changements topologiques n'ayant pas été pris en compte adéquatement

Année	Nombre
2015	8
2016	12
2017	11

»

**Demande :**

12.1 Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence en y ajoutant les années de 2005 à 2014 et 2018 et en corrigeant si nécessaire les valeurs de 2015 à 2017.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 3.1.**

**13. Référence :** R-4058-2018, B-0178, page 17, tableau R7.1.

**Préambule :**

**Tableau R7.1**  
BRD révisés pour les années 2015 à 2017

Année	BRD initiaux	BRD révisés
2015	184,6 TWh	184,9 TWh
2016	182,3 TWh	182,8 TWh
2017	183,9 TWh	184,1 TWh

**Demande :**

13.1 Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence en y ajoutant les années de 2005 à 2014 et 2018 et en corrigeant si nécessaire les valeurs de 2015 à 2017.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 3.1.**

14. **Référence :** R-4058-2018, B-0178, page 22, tableau R9.3.

**Préambule :**

**Tableau R9.3**  
**Énergie transitée ajustée en fonction des taux de pertes révisés**

Année	GWh
2012	216 397
2013	223 787
2014	219 635
2015	219 868
2016	221 090
2017	224 934

**Demandes :**

14.1 Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence en y ajoutant les années de 2005 à 2011 et 2018 et en corrigeant si nécessaire les valeurs de 2012 à 2017.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 3.1.**

15. **Référence :** R-4058-2018, B-0178, page 23, lignes 9 à 17.

**Préambule :**

*« La révision à la baisse du taux de pertes de l'année 2015 de 0,64 % s'explique par 12 corrections à des équations et 4 corrections à des données, occasionnant une augmentation de 1 253 GWh d'énergie livrée.*

*La révision à la baisse du taux de pertes de l'année 2016 de 1,11 % s'explique par 17 corrections à des équations et 4 corrections à des données, occasionnant une augmentation de 2 190 GWh d'énergie livrée.*

La révision à la baisse du taux de pertes de l'année 2017 de 0,44 % s'explique par 18 corrections à des équations et 3 corrections à des données, occasionnant une augmentation de 879 GWh d'énergie livrée. »

**Demande :**

15.1 Veuillez fournir une version à jour des informations de la référence en y ajoutant les années de 2005 à 2014 et 2018 et en corrigeant si nécessaire les valeurs de 2015 à 2017.

**Réponse :**

1 **Voir la réponse à la question 3.1.**

16. **Référence :** B-0030, page 5.

**Préambule :**

Années	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Taux de pertes révisés	5,09 %	5,09 %	5,18 %	5,29 %	5,31 %	5,43 %	5,59 %	5,22 %	5,40 %	5,53 %	5,37 %	5,20 %	5,38 %	5,36 %

**Demande :**

16.1 À la séance de travail du 3 octobre 2019, le Transporteur a invoqué des problèmes de « *troncature* » pour expliquer les baisses significatives du taux de pertes en 2012 et 2016 observées à la référence. Veuillez expliquer ce que le Transporteur entend par les problèmes de « *troncature* » et décrire, par un exemple au besoin, comment elles affectent le taux de pertes.

**Réponse :**

2 **Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements no 2 de**  
3 **l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQT-10, Document 3.2.**



---

**NOTE TECHNIQUE IREQ**

**17. Référence :** B-0013, Annexe 2, page ii.

**Préambule :**

*« Pour les jeux de paramètres et variables choisis, les méthodes numériques statistiques testées ont pour but de détecter des erreurs significatives. Par contre, les méthodes détectent également un nombre significatif de faux positifs qui se mélangent aux vraies anomalies de faible amplitude. Pour cette raison, la méthode analytique ne devrait donc pas être retenue, car les efforts pour déployer cette méthode pour la rendre performante sont significatifs. »*  
(Nous soulignons)

**Demandes :**

17.1 Veuillez préciser ce que sont les « *faux positifs* » de la référence.

**Réponse :**

1 **Un faux positif est un point de la série temporelle détecté comme une anomalie,**  
2 **mais dont la variation observée est explicable par une variation normale**  
3 **de la charge, par les conditions météorologiques, les comportements**  
4 **socio-économiques, la maintenance prévue ou tout autre facteur qui offre une**  
5 **explication valable.**

17.2 Veuillez fournir un ordre de grandeur des efforts requis pour déployer la méthode analytique, tel que mentionné à la référence.

**Réponse :**

6 **L'estimé *a priori* des efforts minimum requis pour développer et déployer de**  
7 **façon opérationnelle une telle méthode analytique chez le Transporteur est de**  
8 **l'ordre de 3 à 5 ans.**

**18. Référence :** B-0013, Annexe 2, page 4, section 1.1.

**Préambule :**

La section 1.1 décrit la méthode d'évaluation basée sur l'estimateur d'état utilisée par l'IREQ.

**Demande :**

18.1 Veuillez indiquer si la méthode d'estimateur d'état décrite à la référence peut permettre, en retirant une ligne de transport de l'analyse, d'évaluer les pertes de transport avec et sans une telle ligne, pour une année donnée.

**Réponse :**

1 **La méthode basée sur l'estimateur d'état produit une solution d'écoulement de**  
2 **puissance (power flow solution). Un logiciel d'écoulement de puissance peut**  
3 **être utilisé pour lire cette solution et pour étudier l'impact de différentes**  
4 **modifications (ex : variation de pertes suite au retrait d'une ligne).**

19. **Références :** (i) B-0013, Annexe 2, page 5;  
(ii) B-0013, Annexe 2, page 7.

**Préambule :**

(i) « *Enfin, d'autres pertes non modélisées représentent environ 5 % des pertes globales (PG) [note de bas de page omise]. Parmi ces pertes, on retrouve celles découlant de la consommation des services auxiliaires des postes (chauffage, climatisation, éclairage...), celles occasionnées par la présence de courants de fuite au niveau des isolateurs, ou encore celles découlant des courants induits dans d'autres équipements conducteurs situés à proximité (câbles de garde, voie ferrée...). Le taux de pertes déterminé par la méthode de contrevalidation (TAUX\_MCV) est donc ajusté en le divisant par 0,95 (noté TAUX\_MCVa). » (Nous soulignons)*

(ii) « *Le taux de pertes annuel 2018 calculé par la méthode de contrevalidation ajustée (TAUX\_MCVa) est de 5,24 %. Le taux de pertes calculé par la méthode officielle (TAUX\_MO) étant de 5,36 %, la différence entre les deux taux est de 0,12 %. Cette différence s'explique par l'incertitude associée à chacune des méthodes et par le biais introduit entre autres par une partie des pertes par effet couronne qui ne sont pas représentées dans la méthode de contrevalidation (voir section 1.2.1).* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

19.1 Veuillez évaluer la marge d'erreur de la valeur de 5 % mentionnée à la référence.

**Réponse :**

5 **Comme aucune mesure n'est disponible en regard des différents types de pertes**  
6 **non modélisées, la marge d'erreur associée à la valeur de 5 % ne peut être**  
7 **directement établie.**  
8 **Cependant, tel que mentionné lors de la rencontre technique du 3 octobre 2019**  
9 **portant sur le taux de pertes, il est possible, de manière indirecte, d'obtenir une**  
10 **appréciation de cette marge d'erreur. Pour ce faire, le Transporteur réfère à la**

1 **figure 4 de la note technique « Amélioration du calcul du taux de pertes sur le**  
2 **réseau de transport d’Hydro-Québec »<sup>7</sup>. Cette figure présente une distribution**  
3 **des écarts observés entre les taux horaires (Taux\_MO – Taux\_MCVa) pour**  
4 **l’année 2018. On peut y observer que la moyenne de cette distribution se situe**  
5 **près de zéro. Ne disposant que de ces valeurs pour une seule année, il n’est pas**  
6 **possible d’évaluer la marge d’erreur. Cependant, ceci laisse entrevoir que la**  
7 **valeur de 5 % semble raisonnable.**

19.2 Veuillez indiquer quel serait le taux de pertes annuel 2018 (référence (ii)) calculé par la méthode de contrevalidation ajustée (TAUX\_MCVa) en supposant deux cas pour le facteur d’ajustement de la référence (i), soit 94 % et 96 %.

**Réponse :**

8 **En appliquant un facteur d’ajustement de 94 %, le taux de pertes de 2018 calculé**  
9 **par la méthode de contrevalidation ajustée (TAUX\_MCVa) est de 5,30 %.**  
10 **En appliquant un facteur d’ajustement de 96 %, le taux de pertes de 2018 calculé**  
11 **par la méthode de contrevalidation ajustée (TAUX\_MCVa) est de 5,19 %.**

20. **Référence :** B-0013, Annexe 2, page 5.

**Préambule :**

*« Les pertes par effet couronne sont déterminées par la différence entre la mesure des MW entrant dans une ligne et celle des MW sortant, dont on soustrait les pertes par effet Joule sur cette même ligne. Compte tenu de l’incertitude de ces mesures, les faibles valeurs de pertes par effet couronne ne peuvent être captées par ce modèle.*

*Cette modélisation a donc pour conséquence de sous-estimer les pertes par effet couronne. »*  
(Nous soulignons)

**Demandes :**

20.1 Veuillez confirmer, ou infirmer avec explications, la compréhension de l’AHQ-ARQ selon laquelle l’incertitude des mesures des MW entrants et des MW sortants dont il est question à la référence peuvent être autant en positif qu’en négatif et que, par conséquent, les pertes par effet couronne peuvent être aussi bien sous-estimées que surestimées.

---

<sup>7</sup> R-4096-2019, B-0013, HQT-6, Document 1.1, annexe 2, [section 1.4.2](#).

**Réponse :**

1 Les mesures de transits en MW présentent un niveau d'incertitude ( $3\sigma$ ) qui est  
2 fonction de la quantité mesurée. En prenant l'exemple d'un transit de 1 000 MW  
3 sur une ligne à 735 kV, l'incertitude de la valeur mesurée sera d'environ  $\pm 20$  MW.  
4 Ceci signifie que, bien que la valeur exacte du transit soit de 1 000 MW, sa valeur  
5 mesurée se situera entre 980 MW et 1 020 MW.

6 À titre d'information, même pour de longues lignes, les pertes n'excéderont  
7 généralement pas 50 MW. Ce faisant, bien que des pertes soient présentes au  
8 niveau de la ligne, celles-ci seront toujours largement inférieures aux valeurs  
9 transitées. L'on peut donc considérer les transits entrants et sortants comme  
10 du même ordre.

11 En posant comme hypothèse que les mesures des transits entrants et sortants  
12 présentent des erreurs de mesures indépendantes (non corrélées), il est  
13 possible de statuer que l'incertitude résultant de la différence de ces mesures  
14 (moyenne géométrique) sera de l'ordre de  $\pm 30$  MW. Ceci fait en sorte que  
15 seulement les situations où des pertes de lignes excédant cette incertitude  
16 peuvent être considérées avec un niveau de confiance élevé. Il en résulte alors  
17 que de faibles événements d'effet couronne ne peuvent être quantifiés, et que  
18 de forts événements ne peuvent être qu'en partie quantifiés.

19 Enfin, il est à noter que l'IREQ a aussi recours à une technique de débiaisage  
20 permettant de réduire davantage cette incertitude. Cette technique devrait  
21 permettre de réduire l'incertitude de  $\pm 30$  MW à environ  $\pm 10$  MW.

20.2 Veuillez fournir une évaluation du pourcentage de sous-estimation dont il est question à la référence.

**Réponse :**

22 Tel que mentionné en réponse à la question 20.1, compte tenu de l'incertitude  
23 véhiculée par les mesures, l'IREQ ne dispose pas de suffisamment de précision  
24 pour observer la totalité des pertes par effet couronne. Comme celles-ci doivent  
25 excéder un certain niveau afin d'être observées, une certaine quantité ne peut  
26 donc être quantifiée. Il en résulte qu'il est impossible d'établir un pourcentage  
27 de sous-estimation.

28 L'IREQ est cependant d'avis que la sous-estimation ne s'avère pas  
29 disproportionnée. À cet égard, il est possible de se référer à la figure 4 de la note  
30 technique « Amélioration du calcul du taux de pertes sur le réseau de transport  
31 d'Hydro-Québec »<sup>8</sup>. Cette figure présente une distribution des écarts observés

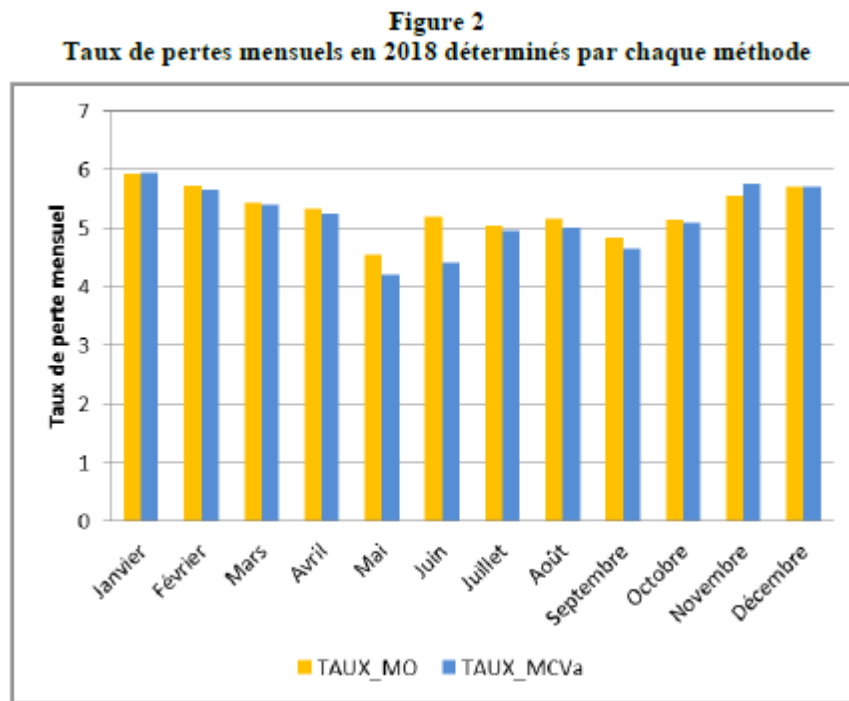
---

<sup>8</sup> B-0013, HQT-6, Document 1.1, annexe 2, [section 1.4.2](#).

1           entre les taux horaires (Taux\_MO – Taux MCVa) pour l’année 2018. On peut  
2           observer que, comme la moyenne des écarts est quasi nulle, la sous-estimation  
3           du taux de pertes MCVa est faible et, par le fait même, la sous-estimation des  
4           pertes par effet couronne doit s’avérer raisonnable.

21.   **Référence :** B-0013, Annexe 2, page 7, figure 2.

**Préambule :**



**Demande :**

21.1   Veuillez expliquer les écarts importants observés à la figure de la référence pour les mois de mai, juin et novembre 2018, l’écart étant dans le sens opposé dans ce dernier cas. Veuillez décrire les validations additionnelles qui ont été faites pour s’assurer de la précision de ces valeurs.

**Réponse :**

5           **Les écarts plus significatifs qui ont été observés sont ceux du mois de mai et**  
6           **juin (respectivement 0.35 et 0.79). Pour ce qui est de l’écart du mois de**  
7           **novembre (-0.21), compte tenu de la dispersion observée, l’on ne peut**  
8           **réellement faire état de donnée aberrante puisqu’il s’avère du même ordre que**  
9           **celui de septembre (0.19) et près de celui d’août (0.16).**

1 Les validations additionnelles qui ont été effectuées pour analyser le taux de  
2 pertes mensuel officiel sont la revalidation des corrections apportées au BISI,  
3 la vérification ponctuelle des équations du BISI, l'analyse des courbes du BISI  
4 et la vérification de la validation quotidienne. La vérification de la validation  
5 quotidienne inclut l'analyse du rapport de code de qualité, du mouvement de  
6 puissance dans les lignes et postes et des nouvelles équations temporaires.

7 La validation additionnelle qui a été effectuée pour analyser le taux de pertes  
8 mensuel de la méthode de contrevalidation ajustée est l'analyse de la présence  
9 de valeurs aberrantes. De ce fait, la validation de la quantité des pertes horaires  
10 par niveau de tension a été effectuée.

11 Bien que les résultats de ces deux mois aient un écart plus significatif,  
12 l'ensemble des validations additionnelles réalisées par le Transporteur et l'IREQ  
13 n'a pas permis d'identifier de problématique particulière.

## PROCESSUS AUX FINS DE LA DÉTERMINATION DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT RÉEL

22. **Référence :** R-4058-2018, B-0178, page 8, réponse 2.1.

### Préambule :

*« Deux personnes étaient impliquées dans le calcul des taux de pertes initiaux, une personne étant entre autres attitrée à la mise à jour des équations et une personne impliquée dans la validation des données. L'expression « important capital humain » utilisée par le Transporteur visait plutôt à mettre en lumière la criticité des actions humaines qui doivent être réalisées avec justesse afin de réaliser le calcul du taux de pertes. » (Nous soulignons)*

### Demande :

22.1 Veuillez mettre à jour la réponse de la référence en indiquant le nombre de personnes maintenant impliquées dans le processus de la détermination du taux de pertes de transport réel, en indiquant séparément les ressources spécialisées en contrôle.

### Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 3.1.**