

**Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 3
de la Régie de l'énergie
(la « Régie »)**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (LE TRANSPORTEUR)
RELATIVE À LA DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS ET
CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT POUR L'ANNÉE 2020**

INDICATEURS DE PERFORMANCE

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0040](#), p. 8 à 9, R2.1;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 21;
 - (iii) Décision [D-2019-047](#), p. 18;
 - (iv) Dossier R-3670-2008, pièce [B-1](#), p. 48 et 49;
 - (v) Dossier R-4058-2018, décision [D-2019-060](#), p. 87;
 - (vi) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0007](#), p. 12.

Préambule :

(i) « 2.1 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels les quatre critères de l'Impact-IFD sont insuffisants pour mesurer la performance du réseau (référence (i)).

Réponse :

Dans l'industrie du transport d'électricité, la performance d'un réseau de transport est mesurée en fonction de deux axes :

- 1. La qualité de service;*
- 2. La performance des équipements / disponibilité du réseau.*

[...]

La notion d'impact n'est pas utilisée dans l'industrie pour mesurer la performance d'un réseau.

[...] *Par ailleurs, le développement de l'Impact-IFD a permis de mettre en évidence les problématiques et limites suivantes :*

- *Le croisement des systèmes est une première pour le Transporteur. [...]*
- *L'indicateur a une vision incomplète du réseau [...]*
- *Afin d'avoir un effet positif sur l'indicateur, le Transporteur devrait établir des stratégies de maintenance visant l'amélioration des critères d'impact. Ceci amènerait le Transporteur à s'écarter de son modèle de gestion des actifs qui permet de cibler les bonnes interventions (maintenance et investissement) en fonction de la matrice de risque des équipements. [...]*

Le Transporteur conclut que l'indicateur Impact-IFD, tant dans sa définition que dans les critères qui le composent, est inadéquat et donc insuffisant pour mesurer la performance du réseau ».

(ii) Le Transporteur souligne que l'indicateur Impact-IFD (4 critères) n'est pas utilisable aux fins de mesurer la performance et d'établir les stratégies de maintenance, en raison des critères retenus. Il ajoute : « *En conséquence, le Transporteur ne réalisera pas de suivi en continu de cet indicateur et poursuit plutôt ses travaux afin d'optimiser l'indicateur Impact-IFD [(7 critères)] déposé à la Régie dans son dossier tarifaire 2019 ».*

(iii) « *[52] La Régie ordonne au Transporteur de développer une cote d'impact relative aux IFD à l'aide de ces quatre critères et de critères additionnels s'il le juge pertinent, se chiffrant entre 1 et 9. Elle lui demande de s'inspirer du modèle de détermination des cotes d'impact qu'il a développé dans le dossier R-3670-2008 ».* [note de bas de page omise]

(iv) Dans le cadre de sa stratégie de gestion de la pérennité des actifs, le Transporteur a développé une cote d'impact de la défaillance d'un équipement qui varie de 1 à 9.

(v) « *[388] Après examen, la Régie considère que le recours à l'impact des IFD constitue une meilleure alternative que les IF en ce qu'il est plus représentatif de la disponibilité du réseau et qu'il possède un historique sur lequel baser la cible de l'indicateur. Elle note que la tendance de cet indicateur est relativement stable entre les années 2013 et 2017 ».*

(vi) « *Le nombre d'occurrences est utilisé par le transporteur pour mesurer l'évolution de la dégradation des équipements et ainsi de constater à posteriori si la stratégie de maintenance atteint les objectifs fixés. L'IFD est basé sur des données validées et cible plus précisément les équipements défaillants. Son utilisation est donc privilégiée pour les analyses de fiabilité des équipements majeurs d'appareillage électrique. L'IF couvre quant à lui l'ensemble des actifs d'appareillage et d'automatismes, ce qui fournit une image complète de l'état et de la disponibilité de l'ensemble du parc d'actifs.*

[...]

La durée et l'impact des indisponibilités ne sont que peu liés à l'état des équipements. En effet, la durée dépend d'abord du type d'équipement ainsi que de la logistique de réparation et l'impact sur le réseau dépend plutôt de la configuration du réseau au moment où survient la défaillance. Le volet impact de l'IFD sera utilisé par le Transporteur pour identifier des pistes d'amélioration de l'efficacité opérationnelle en ce qui concerne les réparations en urgence. Il sera également utilisé pour identifier des pistes d'amélioration de la robustesse du réseau face aux événements imprévus ainsi que d'amélioration de ses mesures de mitigation lors de contingences sur le réseau ». [nous soulignons]

Demandes :

1.1 Veuillez expliquer que l'IFD, un indicateur de la disponibilité des équipements (référence (vi)), ne permet pas de mesurer la disponibilité du réseau une fois pondéré par la cote d'impact des équipements défaillants sur le réseau (référence (i)).

Réponse :

1 **Tel qu'expliqué à la question 2.1 de la demande de renseignements numéro 1**
 2 **de la Régie¹, l'ACÉ balise la mesure de la performance du réseau en fonction**
 3 **de la qualité de service et de la performance des équipements. Le tableau**
 4 **suivant présente les catégories des indicateurs de performance Fiabilité du**
 5 **service électrique et Disponibilité du réseau liés au MTÉR en fonction des**
 6 **définitions de l'ACÉ.**

Tableau R1.1
Catégories des indicateurs de performance Fiabilité du service électrique
et Disponibilité du réseau liés au MTÉR en fonction des définitions de l'ACÉ

	Performance du réseau électrique d'un transporteur	
Catégories des indicateurs de performance liés au MTÉR	Fiabilité du service	Disponibilité du réseau
Définitions ACÉ	Qualité de service aux clients	Performance des équipements
Types d'indisponibilités	Planifiées et forcées	Forcées
Indicateurs ACÉ	T-SAIDI T-SAIFI	Taux de disponibilité

7 **En effet, selon l'ACÉ, un indicateur mesurant la disponibilité du réseau se doit**
 8 **de considérer les trois éléments suivants :**

- 9 • **Considérer l'ensemble des causes d'indisponibilités forcées, et non pas**
 10 **seulement l'occurrence d'une défaillance sur un équipement ;**
- 11 • **Considérer les équipements majeurs de manière à refléter le réseau**
 12 **dans son ensemble ;**
- 13 • **Considérer le temps au cours duquel l'équipement est indisponible**

14 **Le Transporteur souligne qu'il n'a pas identifié l'indicateur IFD comme étant un**
 15 **indicateur représentatif de la disponibilité du réseau contrairement à l'énoncé**
 16 **de la question et à la référence (vi) puisqu'il ne représente qu'un sous-**
 17 **ensemble des équipements du réseau et qu'une partie des causes. À titre**

¹ B-0040, HQT-10, Document 1.1.

1 d'exemple, en raison d'une cause autre que les défaillances d'équipements, il
2 est possible de constater 100 IF sans constater une seule IFD.

3 En effet, dans son témoignage lors de la présentation de l'indicateur IFD au
4 dossier tarifaire 2019², le Transporteur mentionnait :

5 « Le Transporteur considère que la disponibilité du réseau correspond à la
6 disponibilité de la totalité de ses actifs. Plus précisément, l'IF correspond au
7 nombre d'indisponibilités imprévues d'emplacements d'exploitation causant
8 son retrait du réseau, et ce, sur l'ensemble de ses actifs. Le IF présente une
9 vue globale de la performance alors qu'un indicateur comme l'indisponibilité
10 forcée due aux défaillances, IFD, ne suit que le nombre de défaillances
11 d'équipements, de famille d'équipements et, par conséquent, a une vue limitée
12 sur la disponibilité de l'ensemble du réseau du Transporteur (...)

13 Le Transporteur veut rappeler que l'IF vise à la mesure de la performance du
14 réseau car il permet de suivre les indisponibilités forcées dans son ensemble,
15 donc un peu comme mentionné dans la présentation précédemment. Alors que
16 l'IFD, lui, ne suit que le nombre de défaillances pour une certaine catégorie
17 d'équipement. Par conséquent, il ne mesure pas la performance de l'ensemble
18 des équipements du réseau. »

19
20 Par ailleurs, la notion d'impact n'est pas utilisée par l'industrie pour évaluer la
21 performance d'un réseau. La cote d'impact des équipements utilisée dans la
22 stratégie de gestion des actifs est un concept transversal qui a pour but de
23 prioriser les interventions selon les objectifs de gestion du risque, soit la
24 fiabilité du réseau, la qualité de service, la protection de l'environnement, la
25 santé et la sécurité des travailleurs et du public et au moindre coût.

26 Ainsi, la cote d'impact des équipements sur le réseau permet :

- 27 • de prioriser des interventions et ne permet pas de mesurer des impacts
28 réels ;
- 29 • de prendre en compte des éléments de plusieurs axes du MTÉR
30 (fiabilité de service, disponibilité du réseau, santé sécurité et
31 environnement) et même plus³.

32 Ainsi, utiliser une notion d'impact (que ce soit celle de la stratégie de gestion
33 des actifs ou celle à sept ou quatre critères de l'IFD) entraîne donc une
34 redondance puisqu'elle utilise certains critères déjà mesurés par ailleurs par
35 d'autres indicateurs inclus au MTER. De plus, l'ajout d'une cote d'impact à un
36 indicateur d'indisponibilités forcées ne permet pas de mesurer la disponibilité
37 du réseau.

38 Enfin, pour ces raisons, le Transporteur souligne que l'indicateur IFD ne
39 permet pas de mesurer la disponibilité du réseau et encore moins une fois
40 pondéré par des cotes d'impact.

² [R-4058-2018, A-0070](#), p. 196-197 et 223.

³ R-3670-2008, [B-1](#), HQT-2, Document 1, p. 47.

1 **Finally, the Transporter proposed⁴ to use the IF indicator, as it is the best indicator available for the category Network Availability of the network. In fact, the IF indicator meets two of the three elements of an indicator of network availability. The Transporter remains therefore convinced that it is always the best available option.**
2
3
4
5

1.2 Veuillez indiquer si l'indicateur Impact-IFD (7 critères) permet de mesurer la performance du réseau (références (i) et (ii)).

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.2.1. Dans l'affirmative, veuillez concilier avec l'affirmation que la notion d'impact n'est pas utilisée dans l'industrie pour mesurer la performance d'un réseau (référence (i)).

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.2.2. Dans la négative, veuillez élaborer les raisons pour lesquelles le Transporteur ne réalisera pas de suivi en continu de l'indicateur Impact-IFD (4 critères) et poursuit plutôt ses travaux afin d'optimiser l'indicateur Impact-IFD (7 critères) déposé à la Régie dans son dossier tarifaire 2019 (référence (ii)).

Réponse :

8 **The Transporter continues its work on the Impact-IFD indicator (7 criteria) to conform with the decision of Régie D-2019-060 in the expectation of approval of its proposal for withdrawal of the indicator within the MTÉR framework.**
9
10
11

1.3 Veuillez indiquer si la cote d'impact de la référence (iv), développée par le Transporteur dans le cadre de sa stratégie de gestion de la pérennité des actifs, pourrait être utilisée par le Transporteur pour :

1.3.1. mesurer adéquatement l'impact d'une IFD sur la performance du réseau (référence (i));

⁴ R-4058-2018, [B-0012](#), HQT-4, Document 2.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.3.2. répondre aux problématiques et limites mentionnées à la référence (i);

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.3.3. atteindre les objectifs mentionnés à la référence (vi).

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.1.**

INDICATEURS DE PERFORMANCE LIÉS AU MTÉR

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0040](#), p. 4;
 - (ii) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0012](#), p. 30;
 - (iii) Dossier R-4058-2018, décision [D-2019-060](#);
 - (iv) Dossier R-4057-2018, décision [D-2019-046](#), p. 28 et 29.

Préambule :

(i) « 1.1 Veuillez indiquer si le Transporteur demande une application de sa proposition aux fins du calcul de l'écart de rendement de l'année 2019.

Réponse :

Selon le Transporteur, la liaison des indicateurs de performance au mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR ») est applicable aux résultats de 2020 étant donné que la décision qui détermine les indicateurs, leurs cibles et balises a été publiée le 16 mai 2019.

1.2 Dans l'affirmative, veuillez commenter votre demande au regard du principe de non rétroactivité.

Réponse :

Sans objet. » [nous soulignons]

(ii) Dans le cadre du dossier R-4058-2018, le Transporteur demandait à la Régie d'appliquer aux résultats de 2019 la liaison des indicateurs au MTÉR :

« **10.5. Liaison au MTÉR**

Le Transporteur est sujet à un MTÉR asymétrique, en vertu duquel seuls les écarts de rendement favorables sont partagés avec la clientèle.

Pour le partage à survenir à compter de l'année 2019 et suivantes, au cours de ce premier MRI, le Transporteur propose de moduler la part des écarts favorables à laquelle il est éligible selon les modalités suivantes :

- *si l'IMQ est supérieur ou égal à -1, le Transporteur conserve l'entièreté de la part à laquelle il est éligible en vertu du MTÉR en vigueur;*
- *si l'IMQ est inférieur à -1, mais supérieur à -2, un point de pourcentage est remis à la clientèle pour chaque centième (0,01) de l'indice en-deçà de -1. Par exemple, pour un IMQ de -1,21, 21 % de la part du Transporteur est remis à la clientèle;*
- *si l'IMQ est inférieur ou égal à -2, la totalité de la part du Transporteur est remise à la clientèle.* » [nous soulignons]

(iii) La Régie, dans sa décision D-2019-060 du 16 mai 2019, conclut comme suit à l'égard de la proposition du Transporteur :

« [456] **La Régie fixe le mécanisme de liaison des indicateurs au MTÉR, tel que précisé à la présente section** ».

(iv) Dans sa décision portant sur la liaison des indicateurs de performance au MTÉR du Distributeur, la Régie, par sa décision D-2019-046 du 11 avril 2019, ordonne l'application de la méthode de liaison à compter de l'année 2019 et pour les années suivantes :

« **REJETTE** la méthode de liaison des indicateurs au MTÉR proposée par le Distributeur et **ORDONNE** que la méthode de liaison des indicateurs au MTÉR soit composée du calcul de la note globale ainsi que de la méthode de compensation globale, tel que décrit à la D-2019-046, à compter de l'année 2019 et pour les années suivantes au cours de ce premier MRI ». [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez indiquer la date limite à laquelle la décision sur la liaison des indicateurs de performance au MTÉR aurait dû être rendue pour être applicable aux résultats de l'année 2019. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

1 **Comme mentionné à la référence (ii), le Transporteur proposait effectivement**
2 **que le partage des écarts de rendement soit modulé par le résultat**
3 **des indicateurs de performance à compter de l'année 2019.**
4 **Cependant, le Transporteur souligne que :**

- 5 **1. il a reçu une décision tardive au milieu de l'année 2019 ;**
- 6 **2. cette décision était caractérisée par :**
 - 7 **a. l'inclusion de quatre (4) nouveaux indicateurs⁵ ;**
 - 8 **b. le remplacement d'un des six (6) indicateurs proposés par un**
9 **autre indicateur⁶ ;**
 - 10 **c. une pondération des indicateurs différente de celle proposée ;**
 - 11 **d. une méthode de liaison, dont les seuils, différente de**
12 **celle proposée.**

13 **Pour avoir la possibilité d'influencer les résultats des indicateurs par un**
14 **ajustement de ses actions, le Transporteur doit pouvoir faire un travail continu**
15 **tout au long de l'année. Étant donné la décision tardive, et de surcroît avec**
16 **plusieurs composantes nouvelles (indicateurs, pondération, balises et cibles),**
17 **le Transporteur se trouve privé de plusieurs mois pour l'ajustement de ses**
18 **actions dans la perspective de l'atteinte des résultats des indicateurs de**
19 **performance. Avec une décision reçue au début du mois de mars, il aurait été**
20 **possible au Transporteur d'appliquer la liaison des indicateurs de performance**
21 **au MTÉR aux résultats de l'année 2019.**

22 **En ce qui concerne la décision de la Régie D-2019-046, relative au dossier**
23 **d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité**
24 **(le « Distributeur »), celle-ci approuvait les 10 indicateurs présentés par la**
25 **demanderesse, leur pondération, la cible de 8 indicateurs sur les 10 proposés**
26 **et une application pour la 2^e année du MRI.**

27 **Pour ces motifs, le Transporteur juge que la méthode de liaison des**
28 **indicateurs au MTÉR ne peut être appliquée aux résultats de l'année 2019.**

2.2 Outre le fait que la décision D-2018-060 a été rendue le 16 mai 2019, veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles cette décision ne devrait pas s'appliquer aux résultats de l'année 2019. Veuillez expliquer votre réponse en considérant les extraits des références (ii) à (iv) du préambule.

⁵ Déversements accidentels de moins de 4000 litres, déversements accidentels de plus de 4000 litres, taux de récupération des déversements et traitement de la végétation.

⁶ L'indicateur IF remplacé par l'impact IFD présenté pour la première fois dans le dossier tarifaire 2019, R-4058-2018, [B-0007](#), HQT-3, Document 1.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

**PROJET POSTE MANICOUAGAN – RÉFECTION CS24 –
ABANDON DES TRAVAUX LIÉS AU CS23**

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0011](#), p. 16;
 - (ii) Pièce [B-0044](#), p. 5, question 3.2.

Préambule :

(i) Le Transporteur présente un tableau et des informations relatifs aux coûts d'abandon des travaux liés au CS23 :

**Tableau 9
Détail des coûts nets prévus – Abandon des travaux liés au CS23 (M\$)**

1	Coûts totaux cumulés - 30 avril 2019	83,8
2	Mise en service du CS24 en 2016	54,7
3	Coûts résiduels pour CS 24 2016-2017	5,1
4	Coûts récupérables relatifs à du matériel / appareillage acquis	6,0
5	Coûts nets réels cumulés – CS23 et systèmes connexes - 30 avril 2019 (1-2-3-4)	18,0
6	Coûts résiduels prévus à venir à la suite de l'abandon du volet CS23 et systèmes connexes	11,1
7	Coûts nets prévus à radier (5-6)	29,1

Considérant la récupération de matériel / appareillage pouvant servir de pièces de réserve, dont les coûts sont évalués à 6 M\$, les coûts nets réels cumulés relatifs au CS23 et aux systèmes connexes sont de 18 M\$ au 30 avril 2019.

Les coûts résiduels prévus à venir (11,1 M\$) visent à compléter les travaux afin de sécuriser certains équipements en dissociant du CS23 le système de refroidissement à hydrogène, le système de lubrification à l'huile et les systèmes de détection d'hydrogène et de ventilation. Des coûts sont aussi imputables à la fermeture de contrats.

(ii) « 3.2 Veuillez préciser si les travaux afin de sécuriser certains équipements en dissociant du CS23 le système de refroidissement à hydrogène, le système de lubrification à l'huile et les systèmes de détection d'hydrogène et de ventilation sont utiles et nécessaires pour l'exploitation du réseau de transport.

Réponse :

Le Transporteur est en évaluation des travaux nécessaires afin de sécuriser et dissocier les CS. Au terme de cet exercice, il sera en mesure de déterminer si les travaux sont utiles et nécessaires pour l'exploitation du réseau de transport. Advenant que de tels travaux seraient considérés utiles et nécessaires à cette fin, les coûts associés ne seraient pas portés au CÉR lié à l'abandon des travaux du CS23 ».

Demands :

3.1 Veuillez préciser à quel moment le Transporteur estime qu'il sera en mesure de conclure si les travaux mentionnés en référence (ii) sont utiles et nécessaires pour l'exploitation du réseau de transport.

Réponse :

1 **Au 30 septembre 2019, le Transporteur précise qu'aucun des travaux réalisés à**
2 **cette date, pour un montant de 4 M\$ en lien avec la référence (ii), n'est utile et**
3 **nécessaire pour l'exploitation du réseau de transport. Les travaux ainsi que**
4 **leur évaluation se poursuivent et sont prévus être complétés d'ici la fin de**
5 **l'année 2019. Le traitement relatif aux coûts des travaux réalisés et portés au**
6 **CÉR au 30 septembre 2019, totalisant 22 M\$, est conforme aux PCGR des**
7 **États-Unis et a été couvert par les vérificateurs externes dans le cadre de leur**
8 **travail préalable à la publication trimestrielle des états financiers**
9 **d'Hydro-Québec.**

10 **Quant aux coûts mis en service pour le CS24 en 2016 de 54,7 M\$, ceux-ci ont**
11 **fait l'objet d'une vérification, à chaque année, par les vérificateurs externes**
12 **des états financiers depuis le 31 décembre 2016.**

13 **Le Transporteur rappelle que le solde du CÉR sera ajusté selon les données**
14 **réelles au 31 décembre 2019 lors de la mise à jour des données afférentes aux**
15 **revenus requis à la suite de la décision sur le fond ayant trait à la présente**
16 **demande tarifaire.**

3.2 Veuillez élaborer sur la pertinence d'inclure immédiatement les coûts résiduels de 11,1 M\$ sachant que le Transporteur est à évaluer si les travaux seront utiles et nécessaires pour l'exploitation du réseau de transport et par conséquent, s'ils seront ou non portés au CÉR lié à l'abandon des travaux du CS23.

Réponse :

17 **Au moment de la décision de l'abandon des travaux liés au CS23,**
18 **le Transporteur avait jugé qu'il était plus probable qu'improbable que les coûts**
19 **résiduels prévus, attribuables aux travaux prévus afin de sécuriser et dissocier**
20 **les CS ne soient pas utiles et nécessaires pour l'exploitation du réseau.**

1 **Le solde du CÉR sera ajusté selon les données réelles au 31 décembre 2019**
2 **lors de la mise à jour des données afférentes aux revenus requis à la suite de**
3 **la décision sur le fond ayant trait à la présente demande tarifaire.**

3.3 Dans l'éventualité où des coûts seraient considérés utiles et nécessaires pour l'exploitation du réseau, veuillez indiquer et justifier la méthodologie que le Transporteur appliquera à ces coûts exclus du CÉR.

Réponse :

4 **Advenant cette éventualité, les coûts seraient immédiatement mis en service,**
5 **en conformité aux PCGR des États-Unis, inclus dans les actifs de la base de**
6 **tarification du Transporteur et exclus du CÉR au 31 décembre 2019.**

ROBUSTESSE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0041](#), p. 15 et 21, R3.1, R4.1;
 - (ii) Pièce [B-0043](#), p. 15 et 21, R5.1, R11.2;
 - (iii) Pièce [B-0013](#), p. 36;
 - (iv) Dossier R-4058-2018, décision [D-2019-047](#), p. 124 et 125;
 - (v) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0233](#), p. 3;
 - (vi) Dossier R-4058-2018, décision [D-2019-058](#), p. 5.

Préambule :

(i) Dans ses réponses à la demande de renseignements (DDR) no 2 de la Régie, le Transporteur précise en page 15 :

« Le Transporteur confirme que les taux de pertes des années 2014 à 2017 n'ont pas été vérifiés par le modèle réseau de l'IREQ. Seule la validation de l'année 2018 a été réalisée, car le recours au modèle de l'estimateur d'état pour des années plus lointaines rend complexe et non négligeable l'effort requis pour contrevérifier les taux MCVa en regard des taux officiels.

Le Transporteur rappelle que la validation avec l'estimateur d'état pour l'année 2018 a confirmé que la revalidation qui a été effectuée au préalable était concluante. De ce fait, le même processus rigoureux a été utilisé pour la revalidation des taux de pertes des années 2005 à 2017. De plus, la validation sur une base horaire des années 2017 et 2018 a démontré que très peu d'erreurs ponctuelles ont été décelées et qu'il n'y avait aucun impact sur le taux de pertes annuel de ces deux années.

Le Transporteur considère donc que les taux révisés sont conformes et ne juge pas nécessaire de réaliser cet exercice de validation à l'aide de la méthode de l'estimateur d'état pour les autres années ». [nous soulignons]

En réponse au questionnement de la Régie relatif à une quantification de données horaires ponctuelles en provenance du BISI qui aurait potentiellement un certain impact et des répercussions sur le taux de pertes, le Transporteur précise en page 21 :

« Il ne s'agit pas du nombre de données horaires, mais plutôt de leur ampleur en MW. À titre d'exemple, un changement de 11 000 MW au niveau des charges du « BISI » en 2018 aurait fait varier le taux de pertes de cette même année de 0,01 point de pourcentage ».

(ii) Dans ses réponses à la question 5.1 de la DDR no 2 de l'AHQ-ARQ, le Transporteur réfère l'intervenant à la question 3.1 de la DDR no 2 de la Régie et ajoute en page 15 :

« De toutes les recommandations des ressources spécialisées en contrôle, celle qui pouvait être appliquée rétrospectivement et ayant une réelle valeur ajoutée était l'ajustement des données mensuelles des capteurs des producteurs privés utilisées pour la revalidation des taux de pertes des années 2005 à 2017.

Les autres recommandations des ressources spécialisées en contrôle procurent plutôt un gain en robustesse, principalement pour les années futures. On y retrouve entre autres des recommandations sur l'amélioration des communications lors des changements topologiques et l'automatisation du système visant la qualité de l'acquisition des données.

Le Transporteur présente ci-dessous l'impact des modifications au « BISI » à la 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

»

[note de bas de page omise] [nous soulignons]

En page 21 :

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

(iii) Le Transporteur présente un résumé des sources des données horaires suspectes identifiées dans son analyse pour les années 2017 et 2018 :

«

Sources des données horaires évaluées suspectes pour l'année 2018

Sources	2017	2018
	Nombre	Nombre
Livraisons	5	9
Réceptions	2	9
Effet couronne	0	4
Production	12	2
Producteurs privés	2	0
BISI	6	0
Fausse données suspectes	2	6

»

Il ajoute :

« Pour 2018, il est possible de constater que ces données suspectes n'ont aucun impact, car les données horaires calibrées évaluées en fonction des données des compteurs ne sont pas utilisées dans le calcul des pertes et du taux de pertes de transport. Les données utilisées sont plutôt celles des compteurs uniquement. En effet, comme déjà mentionné, le Transporteur rappelle que le seul élément qui pourrait faire varier le taux de pertes de transport est le BISI, car il n'y a pas dans celui-ci de donnée de compteur mensuel disponible. Ainsi, pour l'année 2018, puisqu'il n'y a aucune donnée horaire suspecte en provenance du BISI, le taux de pertes annuel n'est pas impacté. Il est important de souligner que l'exercice complet de revalidation des taux de pertes réalisé par le Transporteur, qui a mené aux taux révisés actuels, avait entre autres pour but de revalider le BISI. De plus, l'implantation de toutes les recommandations à la suite du travail effectué avec les ressources spécialisées en contrôle permettra au Transporteur de renforcer cette validation en continu du BISI.

« Pour l'année 2017, cette analyse a permis de détecter six données horaires ponctuelles suspectes en provenance du BISI. Toutefois, puisqu'il s'agit uniquement de données horaires, l'impact estimé est extrêmement négligeable et n'a aucune répercussion sur le taux de pertes annuel 2017 de 5,38 %. » [nous soulignons]

(iv) Dans sa décision D-2019-047, la Régie se prononce comme suit quant à la revalidation du taux de pertes de 2006 à 2017 à la lumière des données horaires :

« [533] Quant à la recommandation de l'AHQ-ARQ de demander au Transporteur de revalider à nouveau le taux de pertes de 2006 à 2017 à la lumière des nouvelles données horaires, la Régie est d'avis que le Transporteur devrait utiliser toutes les données disponibles à des fins de validation du taux de pertes et qu'il ne devrait pas se priver de la valeur horaire. À l'instar de l'AHQ-ARQ, elle souligne que le but n'est pas de déceler des problématiques locales mais plutôt de vérifier si le Transporteur décèle un problème avec les pertes en utilisant les données horaires.

[534] Par ailleurs, la Régie comprend que les équations corrigées n'ont pas été intégrées au SSEP, pour les corrections rétroactives à 2018, et que les taux de pertes sont basés sur des données mensuelles. **Dans ce contexte, la Régie retient partiellement la recommandation de l'AHQ-ARQ ayant trait à la revalidation 2006 à 2017.**

[535] **Toutefois, avant de déterminer s'il est justifié de se lancer dans un exercice de revalidation sur plus d'une dizaine d'années, la Régie ordonne au Transporteur de faire l'exercice de validation sur une base horaire pour deux des années précédentes, soit 2017 et 2018, et de présenter les résultats dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

[536] *Sur la base de ces résultats, la Régie pourra se prononcer sur la pertinence d'intégrer ce type de validation au modèle de l'IREQ. La Régie est d'avis qu'il est prématuré de demander au Transporteur de faire un suivi des informations une fois les taux de pertes de 2006 à 2017 revalidés sur une base horaire, dans le cadre de son prochain rapport annuel ».*

(v) Dans le cadre du dossier R-4058-2019, en suivi de la décision D-2019-047, le Transporteur présente les valeurs révisées du taux de pertes de transport pour les années 2014 à 2017. Il précise que ces taux de pertes résultent de l'exercice de revalidation de l'année 2018.

Il ajoute :

« 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 ». [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(vi) Dans sa décision finale D-2019-058 du dossier R-4058-2018 portant sur le volet tarifaire, la Régie se prononce comme suit à l'égard du taux de pertes de transport :

« [10] Le Transporteur dépose, en suivi de la décision D-2019-047, les valeurs révisées du taux de pertes pour les années 2014 à 2017 résultant de son exercice de revalidation.

[11] La Régie rappelle que ces taux de pertes révisés n'ont pas été vérifiés à l'aide de la méthode de simulation réseau pour laquelle des travaux seront réalisés en collaboration avec l'IREQ et que des travaux sont en cours actuellement avec des ressources spécialisées en contrôle.

[12] Considérant que des travaux avec l'IREQ et avec des ressources spécialisées en contrôle sont toujours en cours, la Régie maintient le taux de pertes moyen de l'année 2019 à 5,4 %, tel que fixé par la décision D-2019-047 ». [notes de bas de page omises] [nous soulignons]

Demandes :

4.1 Veuillez expliquer ce que le Transporteur entendait par la vérification des taux de pertes des années 2014 à 2017 par le modèle réseau en exploration avec l'IREQ lors de la correspondance en référence (v).

Réponse :

1 **Dans sa réponse en référence (v), le Transporteur tenait simplement à spécifier**
2 **qu'il n'avait pas fait la contrevalidation des taux de pertes revalidés des**
3 **années 2014 à 2017 avec la méthode de simulation basée sur l'estimateur**
4 **d'état de l'IREQ.**

4.1.1. Veuillez expliquer en quoi cette validation était pertinente lors du dépôt de la correspondance en (v) et en quoi elle n'est plus pertinente actuellement (référence (i), p. 15).

Réponse :

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

4.2 Veuillez élaborer sur les efforts et le temps requis (référence (i), p. 15) pour contrevérifier, par le modèle réseau exploré avec l'IREQ, les taux de pertes calculés par la méthode de contrevalidation ajustée (taux MCVa) en regard des taux calculés par la méthode officielle (taux officiels) :

4.2.1. Pour les années 2014 à 2017.

Réponse :

6 **Selon l'IREQ, il serait extrêmement difficile de recourir à la méthode de**
7 **simulation basée sur l'estimateur d'état pour les années précédant 2016,**
8 **car des modifications majeures sur le modèle des parties du réseau non**
9 **représentées (PRNR) seraient nécessaires. En effet, le Transporteur et l'IREQ**
10 **tiennent à rappeler que le modèle de réseau utilisé par la fonction d'estimation**
11 **d'état du CCR ne représente pas l'ensemble du réseau de transport⁷.**
12 **Ce modèle est aussi régulièrement modifié, notamment afin d'étendre sa**
13 **représentation des réseaux régionaux. Ainsi, de manière à prendre en**
14 **considération les PRNR, la méthode de simulation basée sur l'estimateur d'état**
15 **a recours à un outil permettant d'identifier et d'ajouter les PRNR. Comme les**
16 **PRNR avant 2016 sont significativement plus importantes que celles des**
17 **années 2016 et suivantes, elles se doivent d'être correctement prises en**
18 **considération. L'outil utilisé ne fonctionne cependant pas pour des modèles de**

⁷ R-4096-2019, B-0013, HQT-6, Document 1.1, annexe 2, [page 5, par. 2.](#)

1 réseau précédant l'année 2016. En effet, comme cet outil nécessite un modèle
2 de réseau de référence (réseau d'étude de planification d'une année donnée),
3 un logiciel de conversion de format et de correspondances (CILEX⁸)
4 et l'utilisation de fonctions d'écoulement de puissance (PSS/E⁹), l'effort requis
5 pour le rendre fonctionnel serait trop important avant 2016.

6 Néanmoins, des résultats à l'aide de la méthode de simulation basée sur
7 l'estimateur d'état pour les années 2016 et 2017 pourraient être fournis par
8 l'IREQ et le Transporteur. Une période d'environ deux mois à temps plein par
9 année serait toutefois nécessaire pour un chercheur et une ressource chez
10 le Transporteur.

11 Par contre, le Transporteur tient à rappeler que bien qu'il possède les données
12 horaires du total du BISI, les valeurs horaires des éléments qui le constituent
13 ne sont pas disponibles au SSEP pour une période de plus de deux ans¹⁰.
14 Ces données ne sont donc plus disponibles pour les années précédant 2018.
15 Ainsi, si l'exercice détecte des écarts, il serait alors impossible d'analyser pour
16 valider si la source provient réellement du BISI¹¹.

17 De plus, le Transporteur réitère que pour les années antérieures à 2018,
18 les corrections sur les données horaires du total du BISI, et indirectement des
19 taux de pertes, n'ont pas été intégrées au système SSEP, mais plutôt traitées
20 manuellement et sur une base mensuelle¹². Pour bâtir un jeu de données
21 horaires, les corrections devraient donc être réparties uniformément sur tout
22 le mois. Cette restriction opérationnelle vient alors biaiser le profil horaires du
23 total du BISI et des taux de pertes. Il devient donc difficile de confronter les
24 résultats de l'estimateur d'état avec ceux de la méthode actuelle pour les
25 années précédant 2018. La qualité de l'analyse en découlant ne permettrait
26 donc pas d'expliquer ou d'analyser en profondeur les écarts entre les deux
27 méthodes. La valeur ajoutée de cette analyse est donc très limitée.

28 Considérant les efforts requis pour réaliser la contrevalidation des années
29 historiques, la qualité de l'analyse en découlant ainsi que son utilité réelle,
30 notamment en ce que l'approche commerciale de règlement avec les clients de
31 point à point a porté ses fruits¹³, le Transporteur considère qu'il serait
32 préférable d'employer les ressources disponibles pour la validation de
33 l'année 2019. La décision de contrevalider 2016 et 2017 compromettrait en effet
34 la capacité du Transporteur et de l'IREQ à contrevalider le taux de pertes de
35 2019 avec la méthode de simulation basée sur l'estimateur d'état avant le mois
36 d'avril 2020. De plus, les ressources de l'IREQ impliquées sur de tels travaux

⁸ Logiciel de calcul instantané des limites d'exploitation.

⁹ Logiciel « Power System Simulator for Engineering ».

¹⁰ R-4058-2018, notes sténo., volume 6, 14 janvier 2019, [pages 114 \(ligne 25\) à 115 \(ligne 9\)](#).

¹¹ À titre d'exemple d'analyse requise, le Transporteur réfère à sa réponse à la question 21.1 de la demande de renseignements no 2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce B-0060, HQT-10, Document 2.2 révisé, [p. 33](#).

¹² R-4058-2018, notes sténo., volume 6, 14 janvier 2019, [pages 121 \(ligne 15\) à 122 \(ligne 7\)](#).

¹³ R-4058-2018, phase 2, [B-0252](#), correspondance du Transporteur, 23 octobre 2019.

1 ne seraient alors plus disponibles pour travailler à l'amélioration de l'outil de
2 contrevalidation du taux de pertes basée sur l'estimateur d'état (voir les
3 réponses aux questions 5.1 à 5.1.2.3).

4 Pour toutes ces raisons, le Transporteur ne recommande pas la
5 contrevalidation à l'aide de la méthode de simulation basée sur l'estimateur
6 d'état des années précédant 2018.

4.2.2. Pour les années 2005 à 2013.

Réponse :

7 Voir la réponse à la question 4.2.1.

4.3 La Régie comprend que seule l'ampleur en MW des données horaires peut avoir un certain impact et des répercussions sur le taux de pertes (référence (i), p. 21). Veuillez élaborer sur les efforts et le temps requis pour procéder à un exercice de validation sur une base horaire :

4.3.1. Pour les années 2014 à 2016.

Réponse :

8 Le Transporteur tient à mentionner que pour réaliser l'analyse des données
9 horaires, il doit pouvoir le faire avec la base de comparaison des données
10 horaires de pertes estimées par l'estimateur d'état, afin de cibler les moments
11 où il semble y avoir des données aberrantes¹⁴. Autrement, le Transporteur
12 ne sera pas en mesure d'évaluer si les données qui semblent aberrantes
13 le sont réellement. Or, comme mentionné en réponse à la question 4.2.1,
14 les données du passé provenant de la méthode de simulation basée sur
15 l'estimateur d'état seraient extrêmement difficiles à obtenir pour les années
16 précédant 2016.

17 Néanmoins, avec les résultats de la méthode de simulation basée sur
18 l'estimateur d'état pour l'année 2016, le Transporteur serait en mesure de
19 réaliser l'analyse horaire de celle-ci. Le temps requis pour réaliser ces travaux
20 est estimé à environ une semaine pour deux ressources du Transporteur à
21 temps plein.

22 Cependant, tel que mentionné à la réponse 4.2.1, le Transporteur réitère que
23 pour les années antérieures à 2018, les corrections sur les données horaires
24 du BISI, et indirectement des taux de pertes, n'ont pas été intégrées au

¹⁴ B-0013, HQT-6, Document 1.1, annexe 1, section 2, [page 32, lignes 12-14](#).

1 système SSEP, mais plutôt traitées manuellement et sur une base mensuelle¹⁵.
2 Pour bâtir un jeu de données horaires, les corrections devraient donc être
3 réparties uniformément sur tout le mois. Cette restriction opérationnelle vient
4 alors biaiser le profil horaires du total du BISI et des taux de pertes. Il devient
5 donc difficile de confronter les résultats de l'estimateur d'état avec ceux de la
6 méthode actuelle pour les années précédant 2018. Les résultats de cette
7 analyse seraient donc observables, mais beaucoup moins représentatifs de la
8 réalité que pour une année comme 2018, où les corrections ont été intégrés
9 directement au système SSEP et traitées sur une base horaire¹⁶.

10 Le Transporteur en vient donc à la conclusion qu'il n'est pas fiable de
11 retourner plus loin dans le passé pour valider les données horaires et que cet
12 exercice pourrait conduire à des résultats non probants.

4.3.2. Pour les années 2005 à 2013.

Réponse :

13 Voir la réponse à la question 4.3.1.

14 De plus, pour les années 2005 à 2011, le Transporteur tient à réitérer que de
15 nombreux ajustements dans l'outil permettant d'extraire les résultats¹⁷
16 seraient également nécessaires afin de pouvoir obtenir les données à analyser,
17 ce qui vient complexifier encore davantage l'exercice.

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0041](#), p. 16, R3.2;
 - (ii) Pièce [B-0013](#), p. 17.

Préambule :

(i) Dans ses réponses à la demande de renseignements (DDR) no 2 de la Régie, le Transporteur précise ce qui suit concernant les démarches d'amélioration des modèles de la méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état :

« Certains modèles utilisés dans la méthode de simulation basée sur l'estimateur d'état peuvent être raffinés. Le modèle par effet Joules pourrait quant à lui utiliser des données de température spécifiques par région. Ensuite, le modèle de la partie non représentée du réseau pourrait être amélioré. Actuellement, le modèle utilisé est basé sur une régression et

¹⁵ R-4058-2018, notes sténo., volume 6, 14 janvier 2019, [pages 121 \(ligne 15\) à 122 \(ligne 7\)](#).

¹⁶ Le Transporteur a réalisé une telle analyse pour l'année 2017, mais uniquement à titre *illustratif* afin de répondre à la demande de suivi ordonnée par la Régie au [paragraphe 535](#) de la décision D-2019-047. De fait, afin de réaliser cet exercice pour 2017, l'IREQ a fourni au Transporteur des données horaires de taux de pertes avec les profils obtenus par l'estimateur d'état, mais sans raffiner les modèles utilisés.

¹⁷ R-4058-2018, B-0178, HQT-13, Document 2.2, Réponse du Transporteur à la demande de renseignements no 2 de l'AHQ-ARQ, question 9.3, [pages 21-22](#).

reconduit une certaine incertitude. En procédant à la représentation explicite des équipements composant la partie non représentée, l'incertitude en serait réduite. De plus, la méthode de simulation devra être intégrée sur les serveurs du Transporteur, plutôt que ceux de l'IREQ. Pour terminer, lorsque le projet SCR-T sera mis en service, la portion non représentée de l'estimateur d'état sera disponible ». [note de bas de page omise]

(ii) Le Transporteur soutient :

« La prochaine étape actuellement envisagée par le Transporteur est de poursuivre la comparaison avec les résultats de la méthode d'évaluation basée sur l'estimateur d'état, afin de contrevalider la méthode actuelle de calcul des pertes et du taux de pertes de transport. De plus, malgré l'atteinte de l'objectif d'obtenir des résultats de contrevalidation, les démarches d'amélioration des modèles de la méthode d'évaluation des pertes basée sur l'estimateur d'état se poursuivront la prochaine année ». [nous soulignons]

Demande :

5.1 Veuillez préciser si l'ensemble des améliorations en page 16 de la référence (i), à l'exception de celles reliées à la mise en service éventuelle du projet SCR-T, sera complété au courant de l'année 2020 (référence (ii)).

Réponse :

1 **Le Transporteur confirme que l'IREQ devrait être en mesure de compléter d'ici**
2 **la fin de 2020 les améliorations du modèle par effet Joule pour l'utilisation des**
3 **données de température spécifiques par région ainsi que le modèle de la partie**
4 **non représentée du réseau de transport.**

5 **De plus, le Transporteur ne voit pas le transfert de l'outil sur ses serveurs**
6 **comme un enjeu. Il n'est toutefois pas en mesure pour le moment de confirmer**
7 **quand ce transfert se fera, mais il assure que d'ici-là, l'outil continuera d'être**
8 **supporté par l'IREQ.**

5.1.1. Le cas échéant, veuillez préciser la date approximative à laquelle le Transporteur prévoit compléter ces améliorations.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.1.2. Dans le cas contraire, veuillez fournir un estimé des échéances reliées :

5.1.2.1. À l'utilisation des données de température spécifiques par région au niveau du modèle par effet Joule.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.1.2.2. À l'amélioration du modèle de la partie non représentée du réseau en procédant à la représentation explicite des équipements composant la partie non représentée.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.1.2.3. À l'intégration de la méthode de simulation sur les serveurs du Transporteur plutôt que sur ceux de l'IREQ.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 5.1.**

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0041](#), p. 16 et 17, R3.3, R3.4;
 - (ii) Dossier R-4047-2018, décision [D-2019-042](#), p. 10 et 11.

Préambule :

(i) Dans ses réponses à la demande de renseignements (DDR) no 2 de la Régie, le Transporteur précise, en page 16, ce qui suit concernant l'avant-projet relatif au SCR-T :

« Le Transporteur prévoit la finalisation de l'avant-projet relatif au SCR-T vers la fin de 2019⁸. Dans le cadre de cet avant-projet, la capacité technologique d'utiliser les méthodes de calcul du taux de pertes par le bilan des mesures et par l'estimateur d'état a été confirmée ». [nous soulignons]

Avec la note de bas de page «⁸ R-4047-2018, B-0039, HQTD-4, Document 1.1, pp. 5-6 ».

À l'égard de la méthode choisie pour calculer le taux de pertes, le Transporteur précise en page 17 :

« Le Transporteur a utilisé le terme « méthode choisie » dans une optique d'évolution de système servant à établir la méthode officielle de calcul du taux de pertes. S'il s'avère que les résultats de la méthode de simulation basée sur l'estimateur d'état sont comparables à ceux de la méthode actuelle, le Transporteur pourrait alors envisager de proposer cette nouvelle approche comme méthode officielle pour la détermination du taux de pertes ». [nous soulignons]

(ii) Dans le cadre du dossier R-4047-2018, la Régie indiquait :

« [32] Les Demandeurs signalent que les activités progressent plus lentement qu'anticipé. Ainsi, ils prévoient effectuer la sélection du fournisseur de la plateforme intégrée au cours du premier trimestre de 2019 et compléter les travaux d'avant-projets pour le troisième trimestre de 2019. Ce délai entraîne un décalage des efforts et coûts associés dans le temps, faisant en sorte que la mise en service finale du Projet est maintenant prévue au premier trimestre de l'année 2024 ». [note de bas de page omise] [nous soulignons]

Demandes :

6.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la fin de la phase d'avant-projet a été reportée du troisième trimestre de 2019 (référence (ii)) à la fin 2019 (référence (i)).

Réponse :

1 **Le Transporteur confirme que la fin de la phase d'avant-projet était initialement**
2 **prévue au troisième trimestre de 2019, mais qu'elle a été reportée au quatrième**
3 **trimestre de 2019.**

6.2 Veuillez préciser à quel moment le Transporteur envisage être en mesure de savoir si les résultats de la méthode de simulation sont comparables à ceux de la méthode actuelle (référence (i)).

Réponse :

4 **Bien que le Transporteur et l'IREQ estiment que les résultats de la méthode**
5 **de simulation basée sur l'estimateur d'état sont déjà comparables,**
6 **le Transporteur croit que d'avoir une année additionnelle d'historique lui**
7 **assurerait l'opérationnalité de la méthode. Comme déjà mentionné¹⁸,**
8 **la prochaine étape actuellement envisagée par le Transporteur est donc**
9 **de poursuivre l'utilisation des résultats de la méthode d'évaluation basée**
10 **sur l'estimateur d'état de l'IREQ afin de contrevalider la méthode actuelle de**
11 **calcul du taux de pertes de transport de l'année 2019. Par la suite,**
12 **le Transporteur pourrait envisager de proposer la méthode de simulation**
13 **basée sur l'estimateur d'état comme solution officielle, s'il le juge opportun.**

¹⁸ B-0013, HQT-6, Document 1.1, section 4.1, [page 17, lignes 1 à 4](#).

6.2.1. Veuillez préciser par quel moyen le Transporteur entend informer la Régie de ses résultats.

Réponse :

1 **Le Transporteur prévoit informer la Régie de sa décision dans le cadre de sa**
2 **prochaine demande tarifaire.**

IMPACT DES PROJETS D'INVESTISSEMENT SUR LES PERTES OU LE TAUX DE PERTES DE TRANSPORT

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0041](#), p. 23, R5.1.1;
 - (ii) Pièce [B-0045](#), p. 9; R5.1 et R5.2;
 - (iii) Dossier R-4052-2018, décision [D-2018-121](#), p. 12;
 - (iv) Dossier R-4052-2018, pièce [B-0027](#), Sections 6 et 7, p. 18 à 27;
 - (v) Dossier R-4052-2018, décision [D-2019-087](#), p. 47 et 48.

Préambule :

(i) Dans ses réponses à la DDR no 2 de la Régie, le Transporteur précise :

« Le Transporteur est d'avis qu'une analyse spécifique basée sur les 8 760 heures d'une année d'exploitation projetée est plus précise qu'une analyse réalisée à partir de la formule polynomiale. Il propose cette méthode pour les analyses économiques des projets pour lesquels les pertes sont un facteur déterminant dans le choix de la solution.

Bien que moins exhaustive que la nouvelle méthode proposée, la méthode basée sur la formule polynomiale permet d'obtenir de bons résultats rapidement. Elle demeure la méthode la plus appropriée pour les analyses économiques des projets pour lesquels les pertes ne sont pas un facteur déterminant dans le choix de la solution ». [nous soulignons]

(ii) Dans ses réponses à la DDR no 2 de l'AQCIE-CIFQ, le Transporteur précise :

« Le Transporteur juge que si le choix de la solution est le même en considérant ou non le coût des pertes dans l'analyse économique, les pertes ne sont pas déterminantes dans le choix de la solution. Dans le cas inverse, les pertes peuvent être déterminantes dans le choix de la solution et une étude spécifique de son impact sur les pertes de transport est alors nécessaire.

[...]

Les informations demandées par les intervenants ne permettent pas de valider la formule polynomiale. Cette formule est le fruit d'un exercice réalisé au niveau des statistiques de réseau qui permet d'extrapoler les pertes en énergie annuelle à partir des pertes à la pointe sur l'ensemble du réseau. Cette formule ne sert pas à extrapoler les pertes sur une seule ligne.

Étant donné que cette analyse sert uniquement à déterminer s'il est requis ou non de procéder à une analyse spécifique des pertes de transport, le Transporteur ne juge pas pertinent de remettre en question la validité de cette formule qu'il a une fois de plus démontrée dans le dossier R-4052-2018². De son avis, une sensibilité sur le facteur de charge utilisé dans la formule polynomiale est amplement suffisante pour les fins recherchées ». [nous soulignons]

Avec la note de bas de page suivante : « 2 R-4052-2018, HQT-2, B-0027, Document 1.1 révisé, Section 6, pp. 18-20 ».

(iii) Par sa décision procédurale D-2018-121 du dossier R-4052-2018, la Régie demande au Transporteur de fournir des informations additionnelles dans le cadre d'un complément de preuve :

« [45] En conséquence, la Régie demande au Transporteur de fournir, dans son complément de preuve, une analyse de sensibilité relative aux pertes électriques associées à chacune des solutions envisagées sur la base du niveau d'incertitude qu'il estime raisonnable quant aux quantités de pertes en puissance et en énergie.

[46] La Régie demande également au Transporteur de produire une estimation de la variation des pertes en puissance et en énergie que procurerait chacune des solutions envisagées par rapport au réseau de transport actuel. La valeur actualisée associée à ces variations de pertes électriques devra aussi être fournie ».

(iv) En suivi de la décision procédurale D-2018-121 du dossier R-4052-2018, le Transporteur identifie trois sources d'incertitudes possibles à l'égard du coût des pertes inclus dans l'analyse économique :

- la valeur des coûts évités en puissance et en énergie du Distributeur;
- la valeur calculée de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau;
- la valeur du facteur de charge utilisé pour estimer l'écart d'énergie annuelle.

De plus, le Transporteur ajoute une sensibilité aux coûts pour la sécurisation post-verglas associée à la solution 3 qui concerne la construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec.

(v) Dans sa décision D-2019-087 sur le fond du dossier R-4052-2018, la Régie s'exprime comme suit à l'égard de l'estimation des coûts des solutions envisagées :

« [166] La Régie considère que la réalisation des analyses de sensibilité fournies par le Transporteur permet de tenir compte d'un certain niveau d'incertitude quant à la valeur des différents paramètres pris en compte dans l'analyse économique. Elle considère que l'analyse économique produite est suffisante et juge qu'il n'est pas nécessaire de produire davantage d'analyses de sensibilité.

[167] La Régie est d'avis que, bien que les coûts actualisés des solutions 1 et 3 puissent être équivalents pour certains scénarios pessimistes, la combinaison des aspects techniques et économiques favorise clairement la solution 1. Elle considère que l'analyse technico-économique a démontré, de façon probante, la supériorité de la solution retenue.

[168] Par ailleurs, la Régie observe aussi que, pour diverses raisons, certains facteurs n'ont pas été pris en compte dans l'analyse économique soumise initialement par le Transporteur. Ces facteurs ont été intégrés à l'analyse à la suite de questions des intervenants et de la Régie.

[169] La Régie est d'avis que, pour des raisons de transparence et afin de faciliter l'interprétation des résultats de l'analyse économique, celle-ci doit, dans la mesure du possible, inclure l'ensemble des coûts se rapportant à chacune des options envisagées. À cet égard, le Transporteur affirme qu'il « est normal que certains éléments ne soient pas inclus dans l'analyse économique si ceux-ci n'ont pas d'impacts sur le choix de la solution retenue ou n'ont pour effet que d'amplifier les écarts entre les solutions ».

[170] Étant donné le degré d'incertitude se rapportant à certains paramètres pris en compte dans l'évaluation d'un projet de cette envergure, la Régie est plutôt d'avis que tous les coûts se rapportant à chacune des solutions envisagées doivent être inclus dans l'analyse économique, sans égard à leur matérialité ou au fait qu'ils avantagent ou non le Projet. Elle invite le Transporteur à présenter ces analyses économiques en conséquence lors de demandes futures ». [note de bas de page omise]

Demandes :

7.1 Considérant que la méthode basée sur la formule polynomiale est moins exhaustive que la nouvelle méthode proposée (référence (i)) et qu'une sensibilité sur le facteur de charge utilisé dans la formule polynomiale est amplement suffisante selon le Transporteur pour les fins recherchées (référence (ii)), veuillez élaborer sur la possibilité de fournir une analyse de sensibilité à l'égard du facteur de charge utilisé dans la formule polynomiale dans le cadre de la comparaison économique des solutions, dès le dépôt initial de la preuve dans le cadre des prochains projets d'investissement.

Réponse :

1 **Le rôle d'une analyse économique est de permettre de choisir parmi les**
2 **solutions envisagées la meilleure solution sur la base des coûts, et ce en**
3 **considérant l'ensemble de la période durant laquelle seront utilisés les**

1 équipements. C'est pourquoi l'analyse tient compte des éléments de coûts qui
2 permettent de différencier les solutions entre elles tout en considérant qu'elles
3 rendent un service équivalent. Par mesure de simplicité et de clarté, elle peut
4 exclure des coûts communs à l'ensemble des solutions étudiées.

5 Les coûts retenus sont ceux reliés à la réalisation des travaux et à l'acquisition
6 des équipements propres à chacune des solutions envisagées. Les coûts
7 reliés au renouvellement des équipements à la fin de la durée de vie utile sont
8 également considérés lorsque ce renouvellement se produit à l'intérieur de la
9 période d'analyse. Lorsque la durée de vie utile de certains équipements
10 dépasse la période d'analyse, une valeur résiduelle est calculée pour ceux-ci.
11 Finalement, la taxe sur les services publics est également considérée. Ces
12 coûts sont donc des éléments intrinsèquement liés aux équipements
13 constituant chacune des solutions envisagées.

14 Dans certains cas particuliers, le Transporteur considère d'autres coûts
15 lorsque la nature des solutions l'exige. Ces coûts récurrents sont
16 généralement liés à l'entretien et à l'exploitation des équipements installés ou
17 aux pertes électriques différentielles entre les solutions.

18 Les coûts reliés à l'entretien et à l'exploitation des équipements sont limités
19 aux coûts directement associés à chacune des solutions. Ces coûts directs,
20 puisque rattachés à certains équipements, ne représentent qu'une petite
21 portion des coûts attribuables à l'entretien et à l'exploitation d'un réseau
22 électrique dans son ensemble. Lorsque ces coûts sont jugés équivalents pour
23 toutes les solutions, ils ne sont pas considérés dans l'analyse. Même lorsque
24 les solutions sont de nature différente, ils sont souvent si faibles par rapport à
25 l'ensemble des coûts des solutions envisagées que leur inclusion ne modifie
26 pas le résultat de l'analyse économique. De l'avis du Transporteur,
27 l'intégration de ces coûts de façon systématique dans toutes les analyses
28 économiques n'est donc pas requise dans l'optique d'une comparaison
29 économique des solutions envisagées. Toutefois, dans le cas où une solution
30 engendrerait des coûts d'entretien et d'exploitation significatifs et différents
31 par rapport à une autre, le Transporteur devrait alors les considérer dans
32 l'analyse économique des solutions.

33 Pour les pertes électriques, selon la nature du projet recommandé, le
34 Transporteur évalue ou non le niveau de pertes électriques différentielles de
35 chacune des solutions envisagées. Cette évaluation est effectuée lorsque le
36 projet recommandé et au moins une autre des solutions envisagées ont un
37 impact différent sur la topologie du réseau. Dans ce cas, le calcul est fait en
38 identifiant la solution de référence dont le niveau de pertes électriques est le
39 plus faible et pour laquelle le coût relié aux pertes électriques est considéré
40 nul. Le coût des pertes électriques différentielles des autres solutions est ainsi
41 évalué par rapport au niveau de pertes électriques de la solution de référence.
42 À l'inverse, si les solutions envisagées n'ont pas un impact différent sur la

1 topologie du réseau, le niveau de pertes différentielles est donc nul pour
2 toutes les solutions.

3 Sans être limitative, voici une liste de quelques exemples de solutions qui,
4 comparées entre elles, sont susceptibles de modifier de manière différente et
5 significative l'impédance équivalente du réseau et incidemment les pertes
6 différentielles :

- 7 • l'ajout d'une ligne par rapport à l'ajout de compensation réactive ;
- 8 • le maintien d'un réseau à une tension par rapport à sa conversion à
9 une tension différente ;
- 10 • l'alimentation de postes satellites par un poste source ou stratégique
11 par rapport à leur alimentation par un autre poste source ou
12 stratégique ;
- 13 • l'ajout d'un transformateur dans un poste par rapport à la construction
14 d'un nouveau poste.

15 Ainsi, lors de telles situations, le Transporteur évaluera d'abord avec la
16 formule polynomiale le coût des pertes électriques différentielles entre les
17 solutions envisagées.

18 Sur la base des résultats issus de cette analyse avec la formule polynomiale, le
19 Transporteur propose de fournir une analyse de sensibilité dans le cadre des
20 prochains projets d'investissement selon les trois cas suivants :

- 21 1. Si le coût actualisé des pertes représente moins de la moitié de la
22 différence de coûts entre les deux solutions les plus économiques
23 avant la considération du coût des pertes électriques, le Transporteur
24 présentera uniquement le résultat de la formule polynomiale sans
25 aucune analyse de sensibilité ;
- 26 2. Si le coût actualisé des pertes le plus élevé représente plus de la moitié
27 de la différence entre les deux solutions les plus économiques, le
28 Transporteur présentera également, dès le dépôt initial de la preuve,
29 une analyse de sensibilité à l'égard du facteur de charge utilisé dans la
30 formule. Si cette analyse permet de montrer que le coût des pertes
31 pourrait modifier le choix de la solution, le Transporteur présentera une
32 analyse basée sur les 8 760 heures d'une année d'exploitation projetée ;
- 33 3. Si le choix de la solution retenue est différent lorsque les coûts des
34 pertes électriques différentielles sont intégrés dans l'analyse, c'est-à-
35 dire lorsque la prise en considération des pertes résulte en une
36 modification du choix de la solution la plus économique, le
37 Transporteur fournira également, dès le dépôt initial de la preuve, les
38 résultats d'une analyse basée sur les 8 760 heures d'une année
39 d'exploitation projetée.

1 **De l'avis du Transporteur, ces analyses de sensibilité sont suffisantes pour**
2 **confirmer la valorisation des pertes différentielles dans la comparaison**
3 **économique des solutions. Fournir d'autres informations supplémentaires dès**
4 **le dépôt initial de la preuve dans les prochains dossiers d'investissement les**
5 **alourdirait inutilement.**

7.1.1. Dans tous les cas, veuillez préciser si le Transporteur pourrait fournir d'autres informations dès le dépôt initial de la preuve dans les prochains dossiers d'investissement.

Réponse :

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

7.2 Veuillez préciser sur la base de quels éléments ou quelle analyse le Transporteur sera en mesure de juger « *si le choix de la solution est le même en considérant ou non le coût des pertes dans l'analyse économique* » et, par conséquent, si les pertes sont déterminantes ou non dans le choix de la solution (référence (ii)).

Réponse :

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

7.2.1. Veuillez préciser si le Transporteur prévoit soumettre les résultats de cette analyse dans le cadre des prochains dossiers d'investissement.

Réponse :

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

8. Références :

- (i) Dossier R-4058-2018, décision [D-2019-047](#), p. 105, 107 et 108;
- (ii) Pièce [B-0013](#), p. 23 à 25;
- (iii) Pièce [B-0041](#), p. 26 à 29;
- (iv) Dossier R-3981-2016, décision [D-2017-021](#), p. 123.

Préambule :

(i) En page 105 :

« [447] *Par conséquent, la Régie ordonne au Transporteur de déposer une mise à jour du tableau résumant l'impact simulé des différents facteurs analysés sur le taux de pertes du*

Transporteur dans ses prochains dossiers tarifaires, en considérant comme années témoins les années de 2017 à 2019, lorsque les données relatives à celles-ci seront disponibles. Si l'exercice de revalidation en cours du taux de pertes de 2014 affecte les résultats de l'année 2016, la Régie ordonne au Transporteur de déposer également une mise à jour de l'année 2016. Elle lui ordonne également, pour chacune des années de 2017 à 2019, de considérer l'analyse de l'influence de l'impact des indisponibilités, ainsi que l'impact de l'influence de la tension d'exploitation ». [notes de bas de page omises]

En pages 107 et 108 :

« [458] Par conséquent, la Régie ordonne au Transporteur d'identifier, à chaque dossier tarifaire, les principaux changements aux postes et aux lignes de transport qui peuvent avoir un impact notable sur le taux de pertes du transport réel du Transporteur et de quantifier cet impact à partir de la Méthode de simulation.

[459] Par ailleurs, la Régie retient de la preuve du Transporteur que deux grandes avenues sont envisagées pour un tel suivi :

- *mesure a posteriori de l'effet de la mise en service d'un projet, dans la perspective où celui-ci aurait été justifié par des économies de pertes par rapport à un scénario alternatif;*
- *suivi d'un projet qui, a priori, est porteur d'une modification topologique importante et qui pourrait avoir une influence sur le taux de pertes.*

[460] Pour ce qui est de la première avenue, la Régie retient que ce genre de suivi pourrait devoir s'inscrire dans le temps, puisque les analyses économiques du Transporteur s'étalent sur plusieurs décennies. Par conséquent, la Régie ordonne au Transporteur de lui formuler une proposition de suivi qui pourrait s'inscrire dans le temps lors du prochain dossier tarifaire ». [note de bas de page omise]

(ii) En suivi du paragraphe 460 de la décision D-2019-047, le Transporteur formule une proposition de suivi de la prévision de l'impact d'un projet sur les pertes de transport (« **Première proposition** ») en pages 23 à 25.

En suivi du paragraphe 458 de la décision D-2019-047, le Transporteur formule une proposition de suivi quant à l'identification et la quantification des principaux changements aux postes et aux lignes de transport qui peuvent avoir un impact notable sur le taux de pertes (« **Deuxième proposition** ») en page 25 :

« Similairement à la proposition de suivi de la prévision de l'impact d'un projet sur les pertes de transport (voir section 5.2), le Transporteur propose d'identifier les mises en service des principaux changements aux postes et aux lignes de transport susceptibles d'avoir un impact notable sur le taux de pertes et d'en quantifier l'impact par simulation après leurs mises en service pendant une année complète (janvier à décembre) ».

(iii) En réponse à la DDR no 2 de la Régie, le Transporteur élabore quant aux efforts requis pour réaliser les analyses correspondantes à ses propositions (référence (ii)) dont l'application visée suit la mise en service d'un projet et sur la valeur probante des conclusions qui pourraient en découler.

Le Transporteur précise, entre autres, ce qui suit à l'égard de ses propositions :

- Première proposition :
 - L'application d'un tel suivi est extrêmement complexe et nécessite des efforts d'ajustements importants;
 - Les ajustements réalisés par le Transporteur constituent le mieux que celui-ci peut réaliser mais ont inévitablement un impact sur la valeur probante des résultats;
 - Cette proposition demeure limitée quant aux résultats recherchés et ce malgré les efforts importants d'adaptation et de la validation apportées par le Transporteur.

- Deuxième proposition :
 - Cette proposition est également complexe;
 - La complexité de l'analyse dépend des deux cas figure (ajout au réseau, modification au réseau) mais la modification du réseau nécessite des efforts méthodologiques importants et s'avère davantage complexe que l'ajout au réseau;
 - Dans certains cas, les ajustements sont souvent complexes et même impossibles;
 - En maintenant les conditions d'exploitation réelles associées aux changements apportés sur le réseau, dans le cadre d'un réseau qui exclut ces changements, il est plausible que le réseau ne respecte plus les critères de conception et que les conclusions ne soient plus probantes;
 - Ce suivi ne permet en aucun cas d'expliquer la variation du taux de pertes d'une année à l'autre.

Le Transporteur conclut que la seule méthode envisageable et la plus pertinente pour valider et suivre l'évolution du taux de pertes d'une à l'autre est la méthode basée sur l'estimateur d'état.

(iv) Dans sa décision D-2017-021, la Régie s'exprimait comme suit :

« [525] Par ailleurs, la Régie ordonne au Transporteur de mentionner, dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires, tout changement sur son réseau pouvant affecter le taux de pertes ».

Demandes :

- 8.1 Considérant les réponses du Transporteur fournies en référence (iii), veuillez préciser si le Transporteur serait en mesure de formuler un suivi qui pourrait remplacer ses propositions (référence (ii)) et qui permettrait d'obtenir des conclusions probantes par des efforts raisonnables de sa part en :
- Donnant suite de façon éclairée au suivi du par. 525 de la décision D-2017-021 (référence (iv)) de façon à identifier à chaque dossier tarifaire les principaux changements aux postes et aux lignes de transport qui peuvent avoir un impact notable sur le taux de pertes du transport réel;
 - Donnant suite au suivi des paragraphes 458 à 460 de la décision D-2019-047 (référence (i)) sans que l'application visée soit à la suite de la mise en service d'un projet et de façon à indiquer le sens de la variation (hausse ou baisse), lorsque disponible, sur le taux de pertes des principaux changements préalablement identifiés par le Transporteur.

Réponse :

1 **En suivi de la décision D-2019-047 relativement aux pertes et taux de pertes de**
2 **transport, le Transporteur est d'avis que deux enjeux sont au cœur des efforts**
3 **requis pour répondre aux suivis demandés par la Régie. Le premier étant le**
4 **besoin de calculer un taux de pertes robuste et le second étant d'établir une**
5 **valeur la plus juste possible des pertes électriques pour la justification des**
6 **projets d'investissement.**

7 **Afin de faire une proposition de suivi qui serait la plus utile, le Transporteur**
8 **tient d'abord à analyser la pertinence d'un tel suivi pour répondre à l'un ou**
9 **l'autre de ces enjeux.**

10 **Pour ce qui du calcul du taux de pertes de transport, le Transporteur a**
11 **développé, avec l'aide de l'IREQ, une méthode de calcul basée sur l'estimateur**
12 **d'état qui est orthogonale à la méthode officielle, c'est-à-dire la méthode des**
13 **mesures entrantes et sortantes du réseau. Cette méthode de contre-validation**
14 **permet de capter de façon intrinsèque l'impact d'un changement aux postes**
15 **ou aux lignes de transport sur le taux de pertes de transport puisque ceux-ci**
16 **sont représentés par l'estimateur d'état. Ainsi, le fait de connaître l'impact à la**
17 **hausse ou à baisse d'un tel changement devient caduc ; cet impact étant déjà**
18 **couvert par la contre-validation par l'estimateur d'état.**

19 **Pour ce qui est de la valorisation juste des pertes pour justifier les projets**
20 **d'investissement, le Transporteur a proposé une méthode d'analyse basée sur**
21 **les 8 760 heures d'une année d'exploitation dès le dépôt initial du dossier à la**
22 **Régie. Cette méthode exhaustive appliquée aux projets pour lesquels les**
23 **pertes sont déterminantes dans le choix de la solution, permet de calculer de**
24 **façon précise et pour chacune des heures d'une année d'exploitation les**
25 **pertes de transport. Combinée dans certains cas à une analyse de sensibilité**

1 sur le facteur de charge ou précédée de l'évaluation par la formule polynomiale
2 (voir la réponse à la question 7.1), le Transporteur est d'avis que ses
3 propositions sont complètes pour valoriser les pertes électriques et justifier un
4 projet d'investissement dès le dépôt de la demande d'autorisation. Un suivi a
5 posteriori de l'impact sur le taux de pertes d'un projet d'investissement ne
6 permettrait pas d'améliorer cette valorisation pour la justification du projet.

7 Sans que le Transporteur y voit la pertinence, si la Régie désire malgré tout un
8 suivi à postérieur, le Transporteur propose d'indiquer le sens de la variation
9 (hausse ou baisse) de tout impact notable sur le taux de pertes découlant de
10 projet ou de changements aux postes et aux lignes de transport, dans le cadre
11 du dossier tarifaire de l'année où ces projets ou changements sont intégrés
12 dans la base de tarification.

8.2 Veuillez préciser si le Transporteur serait techniquement en mesure de fournir les informations relatives à l'impact simulé des différents facteurs analysés sur le taux de pertes du Transporteur et de présenter à chaque dossier tarifaire les principaux changements issus de cette analyse.

Réponse :

13 Bien que techniquement possible, il n'est pas pertinent de fournir à nouveau
14 l'impact simulé des différents facteurs analysés sur le taux de pertes et de les
15 présenter aux dossiers tarifaires des prochaines années. L'objectif de l'étude¹⁹
16 était d'identifier et de quantifier les facteurs qui influencent le taux de pertes
17 de transport. L'étude a permis de quantifier l'ordre de grandeur de l'impact de
18 chacun des facteurs et d'en ressortir des indicateurs macroscopiques. Ces
19 facteurs couvrent déjà une grande panoplie de variations possibles sur le
20 réseau. La répétition de cette étude ne ferait que réitérer les mêmes
21 conclusions et n'apporterait aucune information pertinente supplémentaire qui
22 permettrait de valider le taux de pertes de transport. Cette validation serait
23 plutôt assurée par la méthode de l'estimateur d'état.

8.2.1. S'il est possible de fournir les informations précédentes, veuillez préciser à quelle fréquence il serait pertinent de procéder à cette analyse (annuelle, biannuelle, trisannuelle, etc.).

Réponse :

24 Voir la réponse à la question 8.2.

¹⁹ R-4058-2018, [B-0031](#), HQT-9, Document 1, Annexe 1.

8.2.2. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.2.**

ÉTAT DE LA TRANSFORMATION DES POSTES

- 9. Références :**
- (i) Pièce [B-0037](#), p. 8, tableau 1;
 - (ii) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0032](#), p 8, tableau 1.

Préambule :

(i) À l'état de la transformation des postes du réseau principal prévu à la pointe, à la partie du tableau identifiée Ouest, le Transporteur présente les capacités et les transits des postes Chénier 735/315 kV, Duvernay 735/315 kV et Grand-Brûlé 735/120 kV. Le transit hiver pour ces trois postes est respectivement 2026 MVA, 3395 MVA et 523 MVA pour un total de 5944 MVA.

(ii) Au tableau du dossier tarifaire de l'an dernier, pour ces mêmes trois postes, le transit hiver était respectivement 3019 MVA, 4114 MVA et 552 MVA pour un total de 7685 MVA.

Demande :

9.1 La Régie constate une diminution du transit prévu à la pointe d'hiver pour les trois postes de 1741 MVA par rapport à l'an passé. Veuillez expliquer cette baisse importante du transit prévu à la pointe d'hiver pour ces postes, mais plus particulièrement pour les postes Chénier et Duvernay.

Réponse :

2 **Le Transporteur constate que des erreurs se sont glissées dans le tableau de**
3 **la référence (i). Les transits simulés à la pointe pour les postes Chénier et**
4 **Duvernay auraient dû être respectivement de 2 684 MW et 3 821 MW.**
5 **Les charges suivant la perte du plus puissant transformateur auraient dû être**
6 **respectivement de 2 678 MW et 3 815 MW aux mêmes postes. La légère**
7 **différence qui demeure entre les deux années est attribuable notamment aux**
8 **échanges avec les réseaux voisins ainsi qu'aux prévisions de charges du**
9 **Distributeur qui varient d'une année à l'autre.**

10 **Le Transporteur dépose la pièce HQT-6, Document 1.3 révisé.**

- 10. Références :**
- (i) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0032](#), p. 16, tableau 3;
 - (ii) Pièce [B-0037](#), p. 16, tableau 3;
 - (iii) Dossier R-4097-2019, pièce [B-0020](#), p. 29;
 - (iv) Dossier R-4097-2019, pièce [B-0020](#), p. 45, tableau A2-1.

Préambule :

(i) Au dossier tarifaire de l'an dernier, pour le poste Aqueduc 315/25 kV il est fait mention d'une charge hiver à la pointe de 302 MVA, tandis que la CLT (capacité limite de transformation) du poste était de 365 MVA. La Régie constate qu'une marge de 63 MVA existe, de plus une marge encore plus grande est présente en été. Le Transporteur indique en remarques :

« Ajout d'un 3^e transformateur en 2020 ». [nous soulignons]

(ii) Au présent dossier, pour le poste Aqueduc 315/25 kV, il est prévu une charge hiver à la pointe de 314 MVA, tandis que la CLT du poste a été révisé à 360 MVA. La Régie constate qu'une marge de 46 MVA existe.

(iii) À la section « Alimentation de la charge locale » le Transporteur liste les ajouts de transformateurs prévus pour 2020, dont :

« quatrième transformateur au poste de l'Aqueduc à 315-25 kV pour augmenter la capacité du poste. Le projet permettra d'alimenter de nouveaux clients ». [nous soulignons]

(iv) Le Transporteur fournit les éléments déclencheurs pour l'addition en 2020 du quatrième transformateur au poste Aqueduc 315/25 kV :

« Dépassement de la CLT et manque de départs d'artères pour raccordement de nouveaux clients ». [nous soulignons]

Demandes :

10.1 Selon les références (i) et (ii), la CLT du poste Aqueduc 315/25 kV n'est pas atteinte et une marge de 46 MVA existe toujours. Selon la référence (iv), la CLT du poste Aqueduc est dépassée et un transformateur doit être ajouté en 2020. Veuillez concilier ces informations et déterminer quand la CLT du poste Aqueduc sera atteinte ou dépassée.

Réponse :

- 1 **En février 2018, le Transporteur débutait un projet afin de répondre à la**
- 2 **demande du Distributeur de raccordement de clients (dont des centres de**
- 3 **données) prévus au poste de l'Aqueduc pour un ajout de 13 MW en septembre**
- 4 **2018 et atteignant 63 MW en 2020.**

1 Pour répondre à cette demande, l'ajout de départs de ligne a été concrétisé en
2 septembre 2018 et la livraison au poste d'un nouveau transformateur est
3 prévue en janvier 2020 pour sa mise en service en septembre 2020. À ce jour,
4 les travaux sont complétés à plus de 80 %.

5 Contrairement au contexte d'effervescence relié aux secteurs des centres
6 de données présent en 2018, les plus récentes prévisions du Distributeur
7 ne confirment plus l'atteinte de la CLT du poste de l'Aqueduc en 2020.
8 Toutefois, des charges importantes demeurent prévues d'ici à 2025 par le
9 Distributeur, totalisant plus de 37 MW : un centre d'hébergement de données
10 (15 MW), un complexe résidentiel en plusieurs phases et une résidence pour
11 aînés (7,2 MW) et un projet de la STM (15 MW).

10.2 Selon les références (i) et (iii), il pourrait s'agir d'un troisième transformateur ou d'un quatrième transformateur pour ce poste. Veuillez préciser combien il y a de transformateurs actuellement au poste de l'Aqueduc 315/25 kV, indiquer la puissance de chacun d'entre eux et détailler le calcul de la CLT.

Réponse :

12 Le poste de l'Aqueduc possède actuellement 3 transformateurs de 140 MVA.
13 Le projet consiste à y ajouter un quatrième transformateur. La CLT hiver de ce
14 poste, calculée lorsque que l'un des trois transformateurs est hors service est
15 calculée comme ceci :

$$16 \quad CLT_{hiver} = \sqrt{3} * V_{sec} * I_{sec} * N * F_s = \sqrt{3} * 25,4kV * 3062A * 2 * 1.33 = 360 MVA$$

17
18 où V_{sec} = Tension d'exploitation au secondaire des transformateurs ;
19 I_{sec} = Courant admissible au secondaire des transformateurs ;
20 N = Nombre de transformateurs en service ;
21 F_s = Facteur de surcharge.

22 Cette formule tient compte de plusieurs facteurs, incluant le déséquilibre des
23 courants en raison du couplage, les courants harmoniques, la disparité
24 possible des impédances, la quantité de bancs de condensateurs installés au
25 poste, les plages d'exploitation des prises des transformateurs et la sensibilité
26 de la tension du poste en fonction de la variation de la charge.

10.3 Selon les références (i) et (ii), l'augmentation de charge à la pointe hiver a été seulement de 12 MVA, soit 4 %, depuis un an. Veuillez préciser les hypothèses sur lesquelles se base le Transporteur pour justifier un nouveau transformateur au poste de l'Aqueduc en 2020 au lieu de reporter l'installation à une autre année.

Réponse :

1 **Les conditions présentes au moment du démarrage du Projet justifiaient un**
2 **nouveau transformateur au poste de l'Aqueduc en 2020. La réalisation de tels**
3 **projets étant sur une courte durée, l'état d'avancement à 80 % de ce projet ne**
4 **permet pas de le reporter malgré que les conditions qui prévalent aujourd'hui**
5 **soient différentes de celles l'ayant justifié.**

6 **Le Transporteur souligne de plus que le processus de réalisation d'un projet**
7 **implique une suite logique de travaux dont la séquence s'appuie sur une**
8 **planification intégrée qui peut être difficilement modifiée au gré de**
9 **changements de contexte. De plus, la réalisation de chaque projet s'insère**
10 **dans une planification optimale visant plusieurs actions, de sorte que le**
11 **Transporteur ne peut modifier la réalisation d'un projet sans affecter**
12 **d'autres projets.**

13 **Par ailleurs, l'ajout du 4^e transformateur offre également l'avantage de pallier**
14 **les contraintes d'exploitation découlant de la configuration de ce type de poste**
15 **qui nécessite le retrait des transformateurs par paires. La réalisation du projet**
16 **facilite ainsi le maintien d'un service fiable pour les clients alimentés par**
17 **ce poste, parmi lesquels se retrouve l'usine de production d'eau potable**
18 **Charles-J Des Baillets.**

10.3.1. Veuillez détailler, selon la référence (iii), quels sont les nouveaux clients anticipés ainsi que leur charge respective.

Réponse :

19 **Voir la réponse à la question 10.1.**

- 11. Références :** (i) Dossier R-4058-2018, pièce [B-0065](#), p 100, R 36.1;
(ii) Pièce [B-0037](#), p. 22, tableau 3.

Préambule :

(i) Au dossier tarifaire de l’an dernier, la Régie a constaté que les CLT hiver et été sont de 225 MVA au poste Normand. Elle a questionné le Transporteur à cet effet et la réponse de ce dernier fut la suivante :

« Le poste Normand alimente à 80 % une charge industrielle qui est relativement stable toute l’année et la transformation est plutôt contraignante en été. Pour cette raison, le Transporteur n’a généralement pas jugé pertinent de calculer une capacité limite de transformation (« CLT ») hivernale et fixait celle-ci à la même valeur que celle pour l’été. Le Transporteur pourra évaluer une CLT hivernale pour ce poste et inscrire celle-ci au tableau lors du dépôt de son prochain dossier tarifaire ». [nous soulignons]

(ii) À la référence (ii), la Régie constate que le Transporteur a conservé des CLT hiver et été identiques au poste Normand, soit 225 MVA.

Demande :

11.1 Tel que mentionné par le Transporteur à la référence (i), veuillez évaluer la CLT hiver du poste Normand et corriger le tableau 3 de la référence (ii).

Réponse :

- 1 **Le Transporteur évalue la CLT en hiver du poste Normand à 240 MVA.**
2 **Le Transporteur dépose la pièce HQT-6, Document 1.3 révisé.**

CONTRIBUTION REQUISE DU DISTRIBUTEUR

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0014](#), tableau 11, p. 16;
 - (ii) Dossier R-4097-2019, pièce [B-0020](#), p. 29 et 45;
 - (iii) Dossier R-4097-2019, pièce [B-0020](#), p. 35 et 36.

Préambule :

- (i) Le Transporteur présente l'évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2020.

Tableau 11
Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2020

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2019	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	0,8	(0,8)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	0,0	0,4	(0,4)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	16,3	(16,3)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	0,0	0,5	(0,5)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	0,0	0,0	(0,0)
D-2018-058	Nouveau poste des Patriotes à 315-25 kV	93,6	59,3	96,5	(37,2)
D-2018-059 (-65 M\$)	Poste LaPrairie à 315-120 kV - nouvelle section à 25 kV	95,6	60,6	22,3	38,3
D-2018-115 (-65 M\$)	Nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV	31,0	19,7	31,3	(11,7)
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3 ^e transformateur	91,0	57,7	20,2	37,5
-65 M\$	Poste Aqueduc à 315-25 kV - ajout 4 ^e transformateur	25,4	16,1	22,4	(6,3)
-65 M\$	Poste de Sainte-Croix à 69-25 kV - Remplacement des transformateurs et de la section haute tension	6,0	3,8	12,6	(8,8)
-65 M\$	Poste de Grantham à 120-25 kV - Remplacement d'appareillage électrique et d'automatismes	7,8	4,9	1,5	3,4
-65 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	26,1	16,5	11,1	5,4
-65 M\$	Poste d'Acton à 120-25 kV - Remplac. d'appareillage électrique et de systèmes de commande et protection - ajout d'un disjoncteur	12,0	7,6	0,2	7,5
-65 M\$	Nouveau poste Thurso-Papineau à 120-25 kV - ajout 2 départs à 25 kV	5,5	3,5	1,0	2,5
-65 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	0,0	0,3	(0,3)
-65 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	156,0	95,7	35,4	60,3
-65 M\$	Autres projets < 5 M\$	44,8	28,4	15,0	13,4
Total		594,8	373,9	287,8	86,0
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien					N/A
Contribution requise du Distributeur					N/A

* Mise en service de la section satellite en 2019.

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

- (ii) Le Transporteur décrit certains investissements requis pour répondre à la croissance de la charge locale afin de pallier les dépassements de capacité :

« Afin de pallier les dépassements de capacité au cours de la période 2021-2023, les interventions planifiées consistent, pour l'essentiel, à ajouter des transformateurs de puissance dans les postes, Fleury à 315-25 kV, de Mont-Royal à 315-25 kV, et Baie-d'Urfé à 120-25 kV. De plus, des investissements sont requis pour la conversion à 120 kV au poste de L'Islet et l'ajout de transformation mobile. Des investissements de l'ordre de 24 M\$ sont prévus pour l'ensemble de ces interventions ». [nous soulignons]

En annexe 2, le Transporteur présente les prévisions suivantes :

Tableau A2-1
Prévisions de dépassement de capacité dans les postes satellites pour lesquels des interventions de moins de 65 M\$ sont prévues de 2020 à 2023

Poste et tensions (kV)	2020	2021	2022	2023	Actions	Éléments déclencheurs
Aqueduc 315-25kV	X				Ajout du 4 ^{ème} transformateur à 315-25kV de 140 MVA et ajout d'une barre principale à 25 kV	Dépassement de la CLT et manque de départs d'artères pour raccordement de nouveaux clients
Sainte-Croix 69-25 kV	X				Augmentation de la puissance de 2 transformateurs (47 MVA)	Dépassement de la CLT du poste depuis 2015
Fleury 315-25 kV			X		Adition d'un 3 ^{ème} transformateur à 315-25 kV (140 MVA)	Confirmation de demandes locales par HQD
Anne-Hébert 315-25 kV	X				Adition d'un 3 ^{ème} transformateur à 315-25 kV (66 MVA)	Dépassement de la CLT prévu en 2020 et manque de départs d'artères
L'Islet 69-25 kV				X	Conversion du poste à 120 kV et remplacement des transformateur (47 MVA)	Dépassement de CLT depuis 2016
Baie-D'Urfé 120-25 kV		X			Ajout du 4 ^{ème} transformateur à 120-25 kV (47 MVA)	Dépassement de la CLT
de Mont-Royal			X		Ajout du 4 ^{ème} transformateur à 120-25 kV (47 MVA)	Dépassement de la CLT

La Régie comprend de ce tableau que le projet de conversion du poste L'Islet 69-25 kV à 120 kV et remplacement des transformateurs (47 MVA) est prévu en 2023.

(iii) « Le tableau 26 présente l'estimation des contributions du Distributeur à la suite des MES prévues pour l'Alimentation de la charge locale pour les projets confirmés du tableau 25. Par ailleurs, le Transporteur présente à l'Annexe 3 les mises en service pour les projets relatifs à l'intégration de puissance.

Tableau 26
Estimation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2020
Projets confirmés pour l'Alimentation de la charge locale

Projets	Croissance de charge sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Demandes d'investissement pour les projets < 65 M\$ autres que 2020	Présente demande d'investissement pour les projets < 65 M\$ pour 2020 ¹	Coûts totaux ²	Écarts (allocation maximale - coûts totaux)
	MW	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Projets < 65 M\$	111,1	67,2	20,7	37,5	58,2	9,0
Poste Aqeduc 315-25 kV	25,4	16,1	8,8	13,6	22,4	(6,3)
Poste Ste-Croix 69-25 Kv remplacement de transformateur	6,0	3,8	5,3	7,3	12,6	(8,8)
Projet de raccordement des clients du Distributeur	70,5	41,5	6,6	12,1	18,7	22,8
Lignes dérivation Arthabaska et Bois-Francis	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	(0,3)
Autres < 5 M\$	9,2	5,8	0,0	4,2	4,2	1,6

1. Mises en service 2020 pour les projets confirmés du tableau 25.

2. Lorsqu'une contribution du Distributeur est prévue, elle sera majorée d'un montant de 19 % pour tenir compte des frais d'entretien et d'exploitation.

Comme indiqué précédemment, les investissements prévus sur un horizon de plus long terme peuvent être reportés ou abandonnés, nécessitant une actualisation des investissements et des mises en service qui auraient pour effet de modifier l'impact tarifaire estimé dans la présente demande ». [note de bas de page omise]

Demandes :

12.1 Veuillez élaborer sur le Projet témoin – ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV (référence (i)), en précisant s'il s'agit du projet du poste L'Islet cité à la référence (ii).

Réponse :

1 **Le Projet témoin – ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV consiste à**
 2 **faire l'acquisition de deux unités de transformation mobile à 69-25 kV et à**
 3 **120-25 kV ainsi qu'à préparer les postes de Waterloo à 120-25 kV,**
 4 **de Donnacona à 69-25 kV et de Saint-Raymond à 69-25 kV, afin qu'ils puissent**
 5 **accueillir une unité de transformation mobile. L'objectif du projet est de pallier**
 6 **les dépassements de capacité limite de transformation des postes de**
 7 **Waterloo, de Donnacona et de Saint-Raymond, en utilisant deux**
 8 **transformateurs mobiles. À la suite des résultats de l'avant-projet,**
 9 **le Transporteur planifie déjà étendre le rayon d'action du transformateur**
 10 **mobile à 120-25 kV au poste de Farnham à 120-25 kV. Les travaux**
 11 **préparatoires de ce poste feront l'objet d'un projet à venir.**

12 **Le Projet témoin – ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV n'est pas**
 13 **lié au Projet de conversion à 120 kV du poste de L'Islet à 69-25 kV. Ce dernier**
 14 **consiste à remplacer, au poste de L'Islet, les deux transformateurs de**
 15 **puissance à 69-25 kV par deux nouveaux transformateurs adaptés à une**
 16 **exploitation à 120 kV ainsi qu'à remplacer l'ensemble de l'appareillage de la**
 17 **section à haute tension du poste.**

12.1.1. Le cas échéant, veuillez préciser si la mise en service de ce projet est prévue en 2020 (selon la référence (i)) ou en 2023 (selon la référence (ii)).

Réponse :

1 **Sans objet.**

12.1.2. Veuillez préciser si le fait qu'il s'agisse d'un projet témoin a un impact sur les coûts du projet pour répondre au besoin du Distributeur. Veuillez élaborer.

Réponse :

2 **Les coûts estimés liés à l'utilisation d'une unité de transformation mobile sont**
3 **comparables à ceux liés à l'installation d'un transformateur conventionnel.**
4 **Le projet permettra au Transporteur de se familiariser avec cette nouvelle**
5 **technologie, qui offre un potentiel d'économie intéressant, considérant qu'elle**
6 **permettrait de réduire à moyen terme le nombre de transformateurs requis**
7 **pour répondre aux besoins de pointe de la charge locale et de reporter des**
8 **investissements visant à ajouter de la capacité.**

12.2 La Régie constate du tableau de la référence (i) que la ligne « *Raccordement de clients du Distributeur* » semble agréger plusieurs projets différents. Par ailleurs, la Régie note que le Transporteur fournit de manière agrégée les informations sur les projets inférieurs à 5 M\$, qui totalisent des coûts de 15 M\$. Veuillez fournir l'information relative aux projets de raccordement de clients du Distributeur, par projet, pour ceux qui sont supérieur à 5 M\$.

Réponse :

9 **Le Transporteur précise que la ligne « Raccordement de clients du**
10 **Distributeur » inclut tous les projets de raccordement de clients du**
11 **Distributeur, que leurs coûts soient supérieurs ou inférieurs à 5 M\$.**

12 **Le Distributeur demande au Transporteur de ne pas identifier ses clients dont**
13 **les installations sont en processus de raccordement. Par conséquent,**
14 **le Transporteur fournit les informations relatives à tous les projets**
15 **de raccordement de clients du Distributeur inclus à la référence (i), mais sans**
16 **les nommer.**

17 **Le Transporteur rappelle que pour les projets de raccordement de clients du**
18 **Distributeur, les coûts inclus à l'agrégation sont ceux de l'arrangement**
19 **électrique proposé par le Transporteur, de sorte qu'ils excluent le coût**
20 **additionnel lié à un arrangement électrique différent demandé par le**

- 1 **Distributeur, et sont limités au montant maximal établi en fonction de la**
 2 **puissance maximale à transporter²⁰. Les coûts inclus à l'agrégation pour ces**
 3 **projets ne représentent donc pas toujours les coûts totaux du projet.**

Tableau R12.2
Projets inclus dans la ligne « Raccordement de clients du Distributeur »
de la référence (i)

Projets de raccordement de clients du Distributeur	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2019	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M\$	en M\$	en M\$
Client #1	23,0	13,1	13,1	0,0
Client #2	47,5	28,4	5,5	22,8
Client #3	28,5	18,1	8,8	9,2
Client #4	25,0	15,9	6,3	9,6
Client #5	32,0	20,3	1,6	18,7
Total	156,0	95,7	35,4	60,3

12.3 La Régie comprend que les données contenues au tableau de la référence (iii), pour les projets de raccordement des clients du Distributeur, ne concernent que les projets confirmés, tandis que les données contenues au tableau de la référence (i), pour ces mêmes projets, concernent tant ces projets confirmés que les projets à confirmer.

12.3.1. Veuillez confirmer ou corriger la compréhension de la Régie.

Réponse :

- 4 **Le Transporteur confirme la compréhension de la Régie.**

12.3.2. En plus du niveau de détails par seuil questionné précédemment, veuillez commenter la possibilité de préciser, par exemple en note de bas du tableau de la référence (i), les montants associés aux projets confirmés et aux projets à confirmer.

Réponse :

- 5 **Les montants associés aux projets confirmés et à confirmer en date du**
 6 **30 avril, selon les processus en vigueur dans l'entreprise, pourraient être**
 7 **précisés en note au bas du tableau *Évaluation de la contribution requise***
 8 ***du Distributeur.***

²⁰ R-3888-2014, phase 2, B-0198, HQT-4, Document 1.1, réponse à la question 7.1.

MODALITÉS D'APPLICATION DES SERVICES DE COMPENSATION D'ÉCARTS DE RÉCEPTION ET LIVRAISON

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0015](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0015](#), p. 8 et 9;
 - (iii) Dossier R-3669-2008, phase 2, pièce [B-91](#), p. 8 à 10 et décision [D-2012-010](#), p. 84.

Préambule :

(i) « *L'utilisation des Services par un client du service de transport doit être faite sur une base totalement involontaire, reflétant uniquement des écarts de programmes qui sont hors de son contrôle.*

Les Services offerts par le Producteur au Transporteur ne peuvent donc, en aucun cas, être comparés à l'équivalent d'une transaction standard d'énergie faite entre deux parties ou sur les marchés. Seul un client du service de transport peut déclencher une transaction d'achat ou de vente d'énergie liée aux Services, puisqu'elle résultera toujours d'un écart de réception ou de livraison par rapport à son programme ». [nous soulignons]

(ii) « *Cependant, le Producteur juge que c'est en partie en raison de la méthode de prise en compte de ces Frais applicables que les modalités d'application actuelles des Services offrent des occasions d'arbitrage. En effet, le Producteur est d'avis que l'addition et la soustraction des Frais applicables devraient être inversées pour que le prix décrémental ou incrémentiel qui résultera du calcul soit cohérent respectivement avec la transaction de vente ou d'achat déclenchée par un client du service de transport.*

Avec la formule actuelle, lorsqu'un client du service de transport est en position de vendeur, les Frais applicables sont traités comme s'il était en position d'acheteur. A contrario, lorsqu'un client du service de transport est en position d'acheteur, les Frais applicables sont traités comme s'il était en position de vendeur.

Il en résulte alors qu'un client du service de transport peut régulièrement se retrouver (tous écarts confondus) dans une position où le prix décrémental ou incrémentiel qu'il reçoit ou paye respectivement dans le cadre du Service, s'avère plus avantageux que ce qu'il aurait pu recevoir s'il avait hypothétiquement été sur les marchés à la même heure, lui fournissant des occasions d'arbitrage.

Cette affirmation est supportée par une analyse réalisée par le Producteur sur une série d'heures, reflétant une variété de scénarios possibles ». [nous soulignons]

(iii) Dans le cadre du dossier R-3669-2008, phase 2, menant à l'établissement de la tarification actuelle, le Transporteur précise :

« **6. Référence** : Pièce B-85, HQT-9, document 2, annexe 4, feuilles originales 176 à 178.

Préambule :

Le Transporteur présente la méthodologie et les valeurs permettant de calculer le prix incrémentiel et le prix décrémental pour les trois paliers de tarif.

La Régie note que le Transporteur introduit une valeur différente du prix de marché pour la détermination du prix incrémentiel et du prix décrémental des paliers 2 et 3.

[...]

6.2 Pour la détermination du prix incrémentiel du marché de New York, veuillez expliquer et justifier la valeur fixe de 0,16 \$US/MWh.

R6.2

Ce prix tient compte des frais de transport moyens appliqués par le New York Independent System Operator, Inc. (« NYISO ») sur les transactions d'importation d'énergie. Si le client livre une quantité d'énergie inférieure à son programme vers le marché de New York, le fournisseur vend l'énergie au prix auquel il la vendrait dans le marché de New York. Le prix reçu par le fournisseur pour ces ventes correspond au prix de vente sur le marché, moins les frais de transport exigés par le NYISO, soit environ 0,16\$US/MWh.

6.3 Pour la détermination du prix incrémentiel du marché de la Nouvelle Angleterre, veuillez expliquer et justifier la valeur fixe de 6,00 \$US/MWh.

R6.3

Le coût de 6,00 \$US/MWh tient compte du prix payé pour la réservation de transport sur la Phase II en Nouvelle-Angleterre, incluant les services complémentaires applicables. Si le client livre une quantité d'énergie inférieure à son programme vers le marché de la Nouvelle-Angleterre, le fournisseur vend l'énergie au prix auquel il la vendrait dans le marché de la Nouvelle-Angleterre.

Le prix reçu par le fournisseur pour ces ventes correspond au prix de vente sur le marché, moins les frais de transport, soit environ 6,00 \$US/MWh.

6.4 Pour la détermination du prix incrémentiel du marché de l'Ontario, veuillez confirmer que la valeur correspondante est nulle pour ce marché.

R6.4

L'offre du fournisseur n'inclut pas de frais fixes pour le marché de l'Ontario.

[...]

6.6 Pour la détermination du prix décrémental du marché de New York, veuillez expliquer et justifier la valeur fixe de 4,50 \$US/MWh.

R6.6

« Ce prix tient compte des frais de transport moyens appliqués par le NYISO sur les transactions d'exportation d'énergie. Si le client livre une quantité d'énergie supérieure à son programme vers le marché de New York, cette énergie est absorbée par le fournisseur. Le prix d'achat correspond au coût d'achat dans le marché de New York, plus les frais de 4,50 \$US/MWh exigés par le NYISO pour les transactions d'exportation ».

Dans sa décision D-2012-010, la Régie se prononce comme suit :

« [402] La Régie accepte la proposition du Transporteur quant à l'inclusion des frais fixes qui reflètent les frais de transport et les frais des services complémentaires applicables sur les marchés limitrophes. La Régie est satisfaite de la description et de la méthodologie utilisée pour l'établissement de ces frais¹⁷⁰. La Régie demande au Transporteur de mettre à jour, le cas échéant, ces montants dans le cadre des dossiers tarifaires ».

Demandes :

13.1 La Régie comprend de la référence (ii) que selon la tarification proposée au présent dossier, la manière dont sont pris en compte les Frais applicables est basée selon la position du client déclenchant l'écart, soit en position de vendeur dans le cas d'une livraison supérieure à la programmation et en position d'acheteur dans le cas d'une livraison inférieure à la programmation.

La Régie comprend de la référence (iii) que selon la tarification actuelle, la manière dont sont pris en compte les Frais applicables est basée selon la position du fournisseur des Services à savoir s'il achète ou vend l'énergie liée à un écart de réception ou de livraison.

Veuillez confirmer ou corriger la compréhension de la Régie.

Réponse :

1 **Réponse du Producteur :**

2 **Le Producteur confirme la compréhension de la Régie. Cette modification**
3 **permet de corriger une erreur qui s'est glissée dans l'offre du Producteur du**
4 **31 août 2010. Il aurait dû proposer la méthode de la référence (ii) dès le départ.**

5 **Pour que les résultats qui découlent de l'application de la formule soient**
6 **cohérents avec l'esprit des Services, il est requis que la position prise soit**
7 **celle de la partie qui a recours aux Services. L'esprit étant que la formule**
8 **produise toujours le prix le moins avantageux pour le client du service de**
9 **transport afin de jouer son rôle dissuasif.**

13.2 Veuillez élaborer sur la portée de l'affirmation du Producteur à l'effet que les Services qu'il offre au Transporteur ne peuvent en aucun cas être comparés à l'équivalent d'une transaction standard d'énergie faite entre deux parties ou sur les marchés (référence (i)), en précisant si cette affirmation concerne uniquement la comparaison des opportunités du Producteur, uniquement les opportunités s'adressant aux clients qui ont recours aux Services ou si cette affirmation concerne les deux parties.

Réponse :

1 **Réponse du Producteur :**

2 **L'affirmation faite à la référence (i), « à l'effet que les Services qu'il offre au**
3 **Transporteur ne peuvent en aucun cas être comparés à l'équivalent d'une**
4 **transaction standard d'énergie faite entre deux parties ou sur les marchés »,**
5 **visé entre autres à faire ressortir que les Services sont offerts à titre de Service**
6 **complémentaire par le Transporteur pour maintenir la fiabilité de son réseau**
7 **en temps réel.**

8 **Le Service d'écart de réception est enclenché en dernier recours, dans un pas**
9 **de temps où il n'est pas possible pour le client du service de transport ni pour**
10 **le Producteur d'aller sur les marchés.**

11 **Par conséquent, ceci implique que la transaction déclenchée par l'écart du**
12 **client prend place sans que le Producteur puisse la refuser. Il s'agit ici d'une**
13 **distinction importante entre les Services et une transaction standard d'énergie.**

14 **Une transaction standard d'énergie est faite dans un contexte où les deux**
15 **parties ont le choix d'accepter ou de refuser la transaction, selon les différents**
16 **paramètres commerciaux qui y sont rattachés (prix, MW horaire, durée de la**
17 **livraison, période de l'année, etc.).**

18 **Aucune partie dans le marché n'accepterait volontairement de se mettre dans**
19 **une position où elle peut se faire imposer des achats et des ventes sans avoir**
20 **la possibilité de les refuser, à moins de charger une prime importante au**
21 **départ. C'est ce qui explique l'affirmation faite par le Producteur dans son**
22 **mémoire²¹, à l'effet que les modalités actuelles des Services placent le client**
23 **du service de transport dans une position quasi-comparable à celle qu'il aurait**
24 **s'il détenait des options gratuites d'achat et de vente.**

²¹ Pièce B-0015, HQT-7, Document 2, p. 7, l. 1 à 3.

13.2.1. Dans le cas où cette affirmation vise aussi les clients qui ont recours aux Services, veuillez concilier cette affirmation avec la référence (ii), sur les occasions d'arbitrage qui seraient liées aux prix plus avantageux que le client aurait pu recevoir s'il avait hypothétiquement été sur les marchés à la même heure.

Réponse :

1 **Réponse du Producteur :**

2 **L'affirmation est faite pour souligner qu'il en revient tout de même au client du**
3 **service de transport de décider avec quelle rigueur il gèrera ses livraisons en**
4 **temps réel par rapport à ses programmes.**

5 **De plus, il faut assumer que le client de transport prendra l'approche qui lui**
6 **convient le plus, en fonction de ce que les paramètres des Services lui**
7 **permettent de faire.**

8 **Le client de transport qui a recours aux Services et qui souhaite éviter de se**
9 **retrouver acheteur d'énergie au net, possède toute la latitude de planifier la**
10 **gestion de sa production de façon à ce qu'il y ait plus de probabilité qu'elle**
11 **s'avère en écart positif qu'en écart négatif. Il s'agit là par contre d'un exemple**
12 **du type de comportement que la formule doit tenter d'éliminer.**

13 **L'affirmation faite à la référence (ii) vise donc la stratégie globale que le client**
14 **du service de transport sera incité à suivre dans sa gestion des écarts de**
15 **programmes, et non sa capacité d'arbitrer ou non à l'intérieur d'une heure**
16 **donnée.**

14. **Références :**
- (i) Pièce [B-0040](#), p. 48 et 49;
 - (ii) Pièce [B-0050](#), p. 14;
 - (iii) Dossier R-4061-2018, Demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et des critères d'analyse des soumissions en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne.

Préambule :

(i) « 13.5 Veuillez expliquer comment chacun des prix maximal et minimal cités à la référence (ii) ont été déterminés. Dans votre réponse, veuillez notamment :

- justifier l'insertion d'un prix décrémental maximal pour la tranche 1;
- expliquer que l'ajustement demandé pour les Frais applicables ne soit pas suffisant.

Réponse :

Réponse du Producteur :

Les prix cités à la référence ont été déterminés de façon à ce qu'ils soient arrimés avec la nature même du service offert, à savoir un service de dernier recours visant à absorber les écarts de livraison de tierces parties.

Les transactions découlent de ce service sont complètement hors du contrôle du Producteur et sont imposées par le client du service de transport. Le Producteur n'a aucun droit de regard sur la date, l'heure, le volume et la durée de la transaction et les prix associés à ces transactions doivent refléter cet état de fait. Ainsi ces prix ne peuvent être comparés aux prix des transactions dans lesquelles le Producteur s'engage de façon volontaire dans le cours normal de ses activités.

Pour ne pas être pénalisantes pour le Producteur, les transactions doivent se faire à des niveaux de prix qui sont inférieurs aux prix de marchés qui peuvent représenter des opportunités dont le Producteur voudrait profiter sur une base volontaire. Les prix maximal et minimal ont été établis sur cette base.

Plus spécifiquement, le Producteur a fixé un prix maximal de 5 \$/MWh à la première tranche du prix décrémental pour demeurer cohérent avec la position qu'il prend dans le cours normal de ses activités commerciales. Un client ne doit pas pouvoir vendre au Producteur dans le cadre du Service de compensation d'écart de réception, à un prix plus élevé que le prix qu'il obtiendrait si le Producteur consentait volontairement à lui vendre dans le cours normal des affaires.

Le prix maximal de 1,85 \$/MWh de la deuxième tranche correspond au prix en vigueur dans l'entente de Service d'intégration éolienne en place avec le Distributeur. Finalement, le prix de 0 \$/MWh est appliqué à la troisième tranche afin d'éliminer tout incitatif pour un client du service de transport à négliger la gestion des écarts ou à utiliser le Service de compensation d'écart de réception comme alternative lui permettant de livrer plus d'énergie.

Le prix minimal de 15 \$/MWh, applicable aux tranches 2 et 3 lorsqu'un client est en écart négatif et doit acheter de l'énergie, reflète le seuil minimum auquel le Producteur est prêt à se faire imposer de vendre son énergie.

En effet, selon le Producteur, ne faire que l'ajustement des Frais applicables ne serait pas suffisant pour décourager un client de transport d'utiliser le Service de compensation d'écart de réception comme alternative advenant qu'il se trouve, par exemple, dans une situation où il devrait plutôt déverser son eau.

C'est d'ailleurs avec le même raisonnement et pour ces mêmes raisons que le Producteur avait également introduit des seuils et plafonds dans sa première offre datée du 31 août 2010, déposée par le Transporteur dans le cadre du dossier R-3669-2008 – Phase 2. Les prix fixes de l'offre déposée dans le présent dossier ont été revus pour refléter la réalité commerciale actuelle du Producteur ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ii) « 6.3 Please confirm that the decremental floor prices of \$5.00/MWh, \$1.85/MWh and \$0.00/MWh (“reference (ii)”) were lower than adjacent market prices in each of NE, NY and ONT for most hours in 2018?

Réponse :

Réponse du Producteur :

Le Producteur confirme que ces prix se situent en-dessous des prix en temps réel dans les trois marchés, pour une majorité des heures en 2018.

Comme complément de réponse, voir la réponse à la question 13.5 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQT-10 Document 1.1. ».

(iii) Le dossier R-4061-2018 actuellement en cours vise la Demande d’approbation des caractéristiques du service d’intégration éolienne et des critères d’analyse des soumissions en vue de l’acquisition d’un service d’intégration éolienne.

Demandes :

14.1 La Régie comprend de la réponse sur le prix maximal de 5 \$/MWh à la première tranche du prix décrementiel (référence (i)), que le Producteur ne consent pas, dans le cours normal de ses activités commerciales, à acheter à un prix supérieur à 5 \$/MWh. Veuillez le démontrer à l’aide de données, notamment les données portant sur les achats du Producteur sur les marchés, considérant notamment le fait que ce prix est inférieur aux prix qui ont majoritairement eu cours en 2018 (référence (ii)).

Réponse :

1 **Réponse du Producteur :**

2 **Le Producteur est en situation de surplus hydraulique depuis quelques**
3 **années. En 2018, le Producteur a même dû déverser un volume important**
4 **d’eau. Il achète donc très peu d’énergie sur les marchés.**

5 **La distinction entre avoir le choix d’accepter ou de refuser une transaction,**
6 **selon les différents paramètres commerciaux qui y sont rattachés (prix, MW**
7 **horaire, durée de la livraison, période de l’année, etc.), est importante.**

8 **Le prix de 5 \$/MWh reflète le fait que le Producteur n’a pas l’option de refuser**
9 **d’acheter du client du service de transport lorsqu’il agit à titre de fournisseur**
10 **des Services pour le Transporteur. Il n’est donc pas dans un contexte de cours**
11 **normal d’activités commerciales.**

12 **Une comparaison avec les achats faits par le Producteur dans le cours normal**
13 **de ses activités commerciales ne permettrait pas de se situer sur une base**
14 **équivalente au contexte dans lequel il se retrouve à titre de fournisseur**
15 **des Services.**

14.2 En ce qui concerne le prix maximal de 1,85 \$/MWh de la deuxième tranche, veuillez élaborer sur les similarités et les différences entre les Services d'écart de réception et de livraison et le Service d'intégration éolienne, en traitant notamment des aspects suivants : possibilités de balancer les écarts sur un certain temps, mobilisation des ressources du Producteur (MW qu'il doit réserver à cette fin), contrôle qu'a le client pour limiter les écarts (rôle dissuasif de la tarification), etc.

Réponse :

1 **Réponse du Producteur :**

2 **Le Producteur a utilisé le prix de 1,85 \$/MWh parce qu'il s'agit d'un prix qui est**
3 **présentement applicable à des achats d'énergie faits à l'occasion par le**
4 **Producteur, dans le cadre d'une entente en vigueur avec le Distributeur.**

5 **Ces achats sont faits par le Producteur lorsqu'à la fin d'une année**
6 **contractuelle, le volume total d'énergie éolienne livré par le Distributeur**
7 **s'avère plus élevé que le volume total qu'a livré le Producteur en fonction des**
8 **paramètres de l'entente.**

9 **Les conditions de l'entente avec le Distributeur n'offrent pas au Producteur**
10 **l'option de refuser l'achat du volume d'énergie excédentaire, et ce, peu importe**
11 **le volume visé. Le Producteur a utilisé le prix de 1,85 \$/MWh pour les**
12 **similitudes du contexte d'achat dans lequel il se retrouve dans le cadre de**
13 **l'entente avec le Distributeur et dans le cadre des Services pour lesquels il agit**
14 **à titre de fournisseur pour le Transporteur.**

15 **De plus, l'utilisation du prix de 1,85 \$/MWh à la deuxième tranche, permet de**
16 **faire progresser l'incitatif à bien performer, à mesure que l'écart grossit entre**
17 **la tranche 1 et la tranche 3.**

14.2.1. Considérant ces similarités et différences, veuillez justifier que ce prix provenant du Service d'intégration éolienne soit adapté aux Services d'écart de réception et de livraison et plus précisément, à la deuxième tranche du prix décrémental.

Réponse :

18 **Réponse du Producteur :**

19 **Voir la réponse à la question 14.2.**

14.3 La Régie comprend que le prix de 15 \$/MWh, applicable aux tranches 2 et 3 lorsqu'un client est en écart négatif et doit acheter de l'énergie, reflète le seuil minimum auquel le Producteur est prêt à se faire imposer de vendre son énergie. Veuillez le démontrer, à l'aide de données, notamment les données portant sur les ventes du Producteur sur les marchés.

Réponse :

1 **Réponse du Producteur :**

2 **Tel que l'explique le Producteur dans la réponse à la question 14.1,**
3 **la distinction pour un fournisseur entre avoir le choix d'accepter ou de refuser**
4 **une transaction, selon les différents paramètres commerciaux qui y sont**
5 **rattachés (prix, MW horaire, durée de la livraison, période de l'année, etc.),**
6 **est importante.**

7 **Le prix de 15 \$/MWh, applicable aux tranches 2 et 3 lorsqu'un client est en**
8 **écart négatif et doit acheter de l'énergie, reflète le seuil minimum auquel le**
9 **Producteur est prêt à vendre son énergie, dans un contexte où il n'a pas**
10 **l'option d'analyser les paramètres de la vente et n'a pas l'option de la refuser.**

11 **Une comparaison avec les ventes faites par le Producteur dans le cours**
12 **normal de ses activités commerciales ne permettrait pas de se situer sur une**
13 **base équivalente au contexte dans lequel il se retrouve à titre de fournisseur**
14 **des Services.**

14.4 Dans l'éventualité où la Régie acceptait l'insertion de seuils dans la formule de tarification des Services, veuillez préciser si ces prix seraient mis à jour pour tenir compte de la réalité commerciale qui peut évoluer et expliquer comment cette mise à jour serait faite.

Réponse :

15 **Réponse du Producteur :**

16 **Le Producteur est d'avis que la formule qu'il propose est viable à long terme.**
17 **Toutefois il serait disposé à réviser les seuils advenant que son contexte**
18 **d'affaires change de façon importante.**

19 **Si tel était le cas, le Producteur ferait parvenir la mise à jour des seuils au**
20 **Transporteur afin qu'il dépose l'information dans le cadre d'une prochaine**
21 **demande tarifaire.**

14.4.1. Notamment, veuillez préciser si la tarification des Service tiendrait compte des développements du dossier R-4061-2018 (référence (iii)).

Réponse :

1 **Réponse du Producteur :**

2 **Advenant que le Producteur modifie le prix de 1,85 \$/MWh dans le cadre de**
3 **l'entente sur le Service d'intégration éolienne, tel qu'on la connaît aujourd'hui,**
4 **il serait d'accord pour que le seuil de la tranche deux des Services soit ajusté**
5 **au même niveau.**

6 **Dans cette situation, il pourrait aviser le Transporteur afin que la modification**
7 **du prix soit prévue dans le cadre d'une prochaine demande tarifaire.**