DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE l'AHQ-ARQ

PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

1. Références :

(i) B-0005, HQT-1, document 1, pages 6 et 7;
(ii) B-0005, HQT-1, document 1, pages 7 et 8;
(iii) R-4045-2018, B-0040, HQD-2, document 1.1, pages 26 et 27, demande 9.1;
(iv) R-4058-2018, B-0032, HQT-9, document 1.1, pages 16 à 23, tableau 3;
(v) B-0005, HQT-1, document 1, page 8, lignes 9 à 12;
(vi) B-0016, pages 7 et 8;
(vii) B-0016, pages 9 et 10.

Préambule :

(i) « *La planification du réseau de transport principal du Transporteur tient compte de l'ensemble des besoins, notamment en considérant les ressources de production disponibles et la prévision de la demande d'électricité du Distributeur. Une modification de la quantité ou de la localisation de ces besoins peut avoir un impact sur le comportement du réseau de transport.* » (Nous soulignons)

(ii) « *De plus, depuis 2013, la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord a subi une diminution importante, causée principalement par une réduction de la prévision de la demande d'électricité de clients industriels. Le tableau 2 montre, pour les pointes prévues aux hivers 2020-2021 et 2030-2031, l'impact de l'évolution de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord.*

Tableau 2
Évolution de la prévision* de la demande d'électricité sur la Côte-Nord

Date d'émission de la prévision	Pointe de l'hiver 2020-2021		Pointe de l'hiver 2030-2031***	
	Total (MW)	Écart (MW)**	Total (MW)	Écart (MW)**
2010	3296	0	3302	0
2011	3206	-89	3213	-89
2012	2988	-308	3010	-291
2013	2355	-940	2422	-879
2014	2707	-588	2858	-443
2015	2196	-1100	2276	-1026
2016	2205	-1091	2249	-1052
2017	2318	-978	2372	-930

* Prévision annuelle du Distributeur.
** Écart avec la prévision émise en 2010.
*** Valeurs de l'hiver 2030-2031 extrapolées à partir des prévisions du Distributeur.

» (Nous soulignons)

(iii) « *Demande :*

9.1. Veuillez dresser un portrait du bilan en énergie et en puissance pour chacune des grandes régions desservies par le Distributeur.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Ce genre d'analyse est effectuée du côté du Transporteur pour des dossiers spécifiques. Le Distributeur procède à la prévision en puissance et établit la capacité limite de transit et donc, la marge (ou déficit) pour chacun des postes satellites du réseau. De l'avis du Distributeur, il serait périlleux d'utiliser cette information pour tirer des conclusions pour de grandes régions. D'abord, les clients alimentés à haute tension doivent être considérés dans l'analyse. Ensuite, il pourrait survenir que ce soit le réseau principal qui soit sous contrainte, surtout pour l'ajout de quantités importantes en puissance. » (Nous soulignons)

(iv) Le tableau 3 présente l'état de la transformation des postes satellites prévu à la pointe d'hiver 2017-2018 et à la pointe d'été 2018. Le tableau présente notamment la liste des postes satellites du réseau et la charge d'hiver prévue pour chacun.

(v) « *Les clients de la Côte-Nord étant alimentés par les postes à 735 kV situés au nord-est du corridor Manic-Québec* [note de bas de page no. 2], *une variation à la baisse de la prévision de leur demande d'électricité engendre une augmentation de la puissance électrique à transporter vers le sud du réseau de transport par les lignes du corridor Manic-Québec.* (Nous soulignons).

La note de bas de page no. 2 : « *Notamment les postes de la Manicouagan, Arnaud et des Montagnais*. »

(vi) « *Par ailleurs, l'intéressé note que la problématique maintenant mise de l'avant n'avait fait l'objet d'aucune mention du Transporteur lors de la demande d'autorisation de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île en 2014. Le Transporteur répond que lors de la demande d'autorisation de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île en 2014, le Transporteur en était à réaliser les études requises pour déterminer les impacts sur son réseau découlant de la diminution de la prévision de demande sur la Côte-Nord constatée avec la prévision du Distributeur de 2013. Le besoin du présent Projet a été confirmé par les prévisions de 2015 et 2016.* » (Nous soulignons)

(vii) « *Comme indiqué en preuve, le Projet s'appuie sur les prévisions de demande du Distributeur. Le Transporteur réitère que c'est la baisse importante de la prévision de la demande sur la Côte-Nord, postérieure aux études d'intégration*

du complexe de la Romaine, qui ont entraîné la dégradation de la fiabilité du réseau de transport principal, déclenchant le besoin du présent Projet.

Lors des études d'intégration du complexe de la Romaine, le Transporteur a déterminé les équipements requis et suffisants pour transiter l'ensemble de la production du complexe. L'ajout de ces équipements ont fait l'objet du dossier R-3887-2014. » (Nous soulignons)

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer si les prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord de la référence (ii) émises en 2017 de 2 318 MW pour la pointe de l'hiver 2020-2021 et de 2 372 MW pour la pointe de l'hiver 2030-2031 ont été préalablement réduites pour tenir compte de moyens de gestion de la demande. Dans l'affirmative, veuillez indiquer les quantités de puissance qui ont été préalablement retirées de ces prévisions pour chacun des programmes de gestion de la demande incluant, sans s'y limiter, la biénergie, le programme GDP Affaires, l'électricité interruptible du Distributeur et l'électricité interruptible d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »).

1.2 Pour chacune des huit prévisions émises entre 2010 et 2017 qui apparaissent au tableau 2 de la référence (ii), veuillez fournir la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord pour un horizon de 10 ans.

1.3 Pour chaque hiver de la période de 2010 à 2018, veuillez fournir la valeur historique réelle de la demande d'électricité sur la Côte-Nord à la pointe du réseau d'Hydro-Québec de cet hiver.

1.4 Pour chaque hiver de la période de 2010 à 2018, veuillez fournir la valeur historique réelle maximale de la demande d'électricité sur la Côte-Nord observée au cours de cet hiver.

1.5 Veuillez décomposer les prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord de la référence (ii) émises en 2017 de 2 318 MW pour la pointe de l'hiver 2020-2021 et de 2 372 MW pour la pointe de l'hiver 2030-2031 en montrant la demande prévue de chaque poste satellite (références (iii) et (iv)), la demande d'électricité de chaque client industriel (référence (ii)) et la demande les clients alimentés à haute tension (référence (iii)) qui les composent.

1.6 Veuillez décomposer les prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord de la référence (ii) émises en 2017 de 2 318 MW pour la pointe de l'hiver 2020-2021 et de 2 372 MW pour la pointe de l'hiver 2030-2031 en montrant la demande prévue des clients de la Côte-Nord étant alimentés par chacun des postes à 735 kV situés au nord-est du corridor Manic-Québec dont il est question à la référence (v).

1.7 Veuillez indiquer si la consommation des centrales de production est incluse dans la prévision de la demande d'électricité de la Côte-Nord. Dans l'affirmative, veuillez inclure cette valeur dans la réponse aux deux demandes précédentes.

1.8 Veuillez détailler, avec chiffres à l'appui à partir des valeurs fournies en réponse à la demande 1.2 plus haut, la méthode de calcul des huit valeurs de la demande à la pointe de l'hiver 2030-2031 du tableau 2 de la référence (ii) qui ont été extrapolées comme indiqué en note au bas du tableau 2.

1.9 Veuillez fournir un graphique, avec les chiffres le composant, de l'évolution horaire réelle de la demande d'électricité de la Côte-Nord au cours de l'hiver 2017-2018.

1.10 Veuillez fournir une réponse à la demande 9.1 de la référence (iii), pour la zone en amont du corridor Manic-Québec, étant donné que les analyses requises pour y répondre seraient effectuées par le Transporteur.

1.11 À la référence (vi), le Transporteur précise que « *le besoin du présent Projet a été confirmé par les prévisions de 2015 et 2016* », sans spécifier la prévision la plus récente de 2017 qui a augmenté significativement par rapport à celles de 2015 et de 2016. Veuillez indiquer, avec preuves à l'appui, si le besoin du présent Projet est aussi confirmé par la prévision de 2017 de la demande d'électricité sur la Côte-Nord.

1.12 Veuillez spécifier l'année d'émission et les valeurs de la prévision de la demande sur la Côte-Nord qui ont été utilisées lors des études d'intégration du complexe de la Romaine dont il est question à la référence (vii).

1.13 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle les coûts d'intégration du complexe de la Romaine auraient été plus élevés si la prévision de la demande sur la Côte-Nord utilisée à l'époque avait été la même que celle utilisée pour le Projet.

OBJECTIFS DU PROJET

2. Références :

(i) B-0005, HQT-1, document 1, page 10, lignes 19 à 24;
(ii) B-0005, HQT-1, document 1, page 16, lignes 25 à 28;
(iii) B-0005, HQT-1, document 1, page 27, lignes 16 à 21.

Préambule :

(i) « *Le Projet a pour objectif de maintenir la fiabilité et la performance du réseau de transport principal par l'ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay. Il vise en effet à assurer la stabilité du réseau de transport dans le respect des critères de conception afin de maintenir la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle dans le contexte de l'évolution du*

réseau. Le Projet a aussi comme objectif de poursuivre la sécurisation post-verglas du corridor Manic-Québec. » (Nous soulignons)

(ii) « *Elle permet, comme la solution 1, de répondre de façon fiable aux enjeux identifiés. En effet, en plus d'assurer une robustesse adéquate du réseau de transport principal, cette solution est celle, parmi les trois solutions envisagées, qui assure la meilleure répartition des transits sur le réseau et lui procure la meilleure performance.* » (Nous soulignons)

(iii) « *Le Transporteur rappelle que les investissements de la catégorie « maintien et amélioration de la qualité du service » sont destinés à la satisfaction de la clientèle et au maintien ou au rehaussement de la qualité du service rendu par le Transporteur. Ces projets d'investissement représentent les solutions optimales retenues pour répondre à des enjeux de performance qui touchent notamment le comportement du réseau de transport, la continuité du service, la fiabilité des équipements ou la qualité de l'onde.* » (Nous soulignons)

Demandes :

2.1 Veuillez définir ce que le Transporteur entend par la « *performance* » du réseau de transport dans le contexte des références.

2.2 Veuillez décrire les indicateurs permettant de mesurer la performance du réseau de transport dont il est question aux références.

2.3 Veuillez indiquer comment et dans quelle mesure le Projet permet de répondre à des enjeux de performance qui touchent le comportement du réseau (référence (iii)).

2.4 Veuillez indiquer comment et dans quelle mesure le Projet permet de répondre à des enjeux de performance qui touchent la continuité de service (référence (iii)) de la charge locale du Distributeur.

2.5 Veuillez indiquer comment et dans quelle mesure le Projet permet de répondre à des enjeux de performance qui touchent la fiabilité des équipements (référence (iii)) et préciser de quels équipements il est question.

2.6 Veuillez indiquer comment et dans quelle mesure le Projet permet de répondre à des enjeux de performance qui touchent la qualité de l'onde (référence (iii)) et préciser de quels équipements il est question.

3. **Référence** : B-0023, HQT-2, document 1.1, page 8, lignes 5 à 7.

Préambule :

« *R7 Each Transmission Planner and Planning Coordinator shall plan its* ***bulk power*** *system to have sufficient transmission capability to meet the respective requirements as specified in Table 1 while serving forecasted* ***demand****.* »

Demande:

3.1 Veuillez fournir la définition utilisée par le NPCC du terme « *demand* » apparaissant à la référence. Veuillez notamment indiquer de quelle demande il est question dans le contexte du Québec.

LIMITES DE TRANSIT ET PUISSANCE CAPTIVE

4. **Références :**

(i) B-0005, HQT-1, document 1, page 18, lignes 19 à 21;
(ii) B-0016, page 6;
(iii) B-0023, HQT-2, document 1.1, pages 15 et 16.

Préambule :

(i) « *Temporairement, et ce jusqu'à la mise en service du Projet, le Transporteur fera appel à des automatismes et limitera le transit pour opérer le réseau dans des conditions permettant d'en garantir la stabilité.* » (Nous soulignons)

(ii) « *Le Transporteur a mentionné que temporairement, et ce jusqu'à la mise en service du Projet, il fera appel à des automatismes et limitera le transit pour opérer le réseau dans des conditions permettant d'assurer un niveau de fiabilité acceptable.*

Par ailleurs, bien que le Transporteur fasse appel temporairement à des automatismes ou des limitations de transit pour garantir la stabilité de son réseau en attendant la mise en service du Projet, cette situation n'offre pas le niveau de fiabilité qu'offre le respect des critères de conception du réseau résultant de la réalisation du Projet. La durée d'application de mesures temporaires se doit donc d'être réduite au minimum eu égard au respect des critères de fiabilité. » (Nous soulignons)

(iii) « *En 2015, le Transporteur a développé une mesure temporaire à partir d'un automatisme déjà existant, en prévision de la mise en service des centrales Romaine-3 et Romaine-4 et considérant la prévision du Distributeur.*

Cette mesure temporaire consiste en l'utilisation de l'automatisme de rejet de production et télédélestage de charge (« RPTC »). À la suite d'un

déclenchement d'une ou de plusieurs lignes, l'automatisme envoie instantanément un ordre de déclenchement de certains groupes de production. Un ordre de déclenchement de charges résidentielles peut également être envoyé afin de rééquilibrer la fréquence du réseau. L'automatisme RPTC a été conçu et utilisé pour assurer la fiabilité du réseau lors d'événements exceptionnels (par exemple, le déclenchement simultané de l'ensemble des lignes à 735 kV reliant deux postes de transport).

Temporairement, le Transporteur utilisera l'automatisme afin d'assurer la stabilité et la continuité de service également pour les événements de base (déclenchement d'une seule ligne).

[…]

L'utilisation de cet automatisme représente donc une dégradation temporaire du niveau de fiabilité du réseau. Il est ainsi important de limiter au maximum la durée d'utilisation de celui-ci. » (Nous soulignons)

Demandes :

4.1 L'AHQ-ARQ cherche à comprendre le caractère temporaire des mesures identifiées dans les références. Veuillez préciser si, dans le contexte des références (i) et (ii), le Transporteur compte limiter le transit sur le corridor Manic-Québec a) en tout temps d'ici la mise en service du Projet; ou b) seulement de façon ponctuelle lorsque certaines conditions sont rencontrées.

4.2 Si la réponse à la demande 3.1 est a), veuillez indiquer la valeur en MW de la limite de transit qui s'appliquera au corridor Manic-Québec (sans indisponibilité de transport) d'ici la mise en service du Projet.

4.3 Si la réponse à la demande 3.1 est b), veuillez élaborer sur les conditions qui devraient être rencontrées pour que le Transporteur limite le transit sur le corridor Manic-Québec et fournir une évaluation de la probabilité que de telles conditions se présentent au cours d'un hiver donné et de l'espérance du nombre d'heures où elles se présenteraient au cours d'un hiver donné.

4.4 Veuillez indiquer le nombre de fois depuis 2015 où la mesure temporaire décrite à la référence (iii) a été utilisée en envoyant un ordre de déclenchement de certains groupes de production afin d'assurer la stabilité et la continuité de service pour des événements de base et fournir les dates de début et de fin de chacune de telles utilisations.

4.5 Veuillez indiquer le nombre de fois depuis 2015 où la mesure temporaire décrite à la référence (iii) a été utilisée en envoyant un ordre de déclenchement de charges résidentielles afin d'assurer la stabilité et la continuité de service pour des événements de base et fournir les dates de début et de fin de chacune de telles utilisations.

4.6 Veuillez démontrer en quoi l'utilisation de l'automatisme décrit à la référence (iii) représente une dégradation du niveau de fiabilité du réseau.

4.7 La lecture des références pourrait donner l'impression que le réseau de transport ne serait pas fiable présentement et/ou d'ici la mise en service du Projet. Veuillez indiquer si cette impression de l'AHQ-ARQ est justifiée ou non et dans l'affirmative, veuillez fournir la démonstration que le réseau ne serait pas fiable et indiquer depuis quand ou à partir de quand le réseau ne serait pas fiable.

5. Références :

(i) B-0005, HQT-1, document 1, page 18, lignes 15 à 21;
(ii) Hydro Presse, septembre 2017, *Des limites moins… limitatives avec le CCTG*, par Sylvie Bonneau, pages 10 à 12;
(iii) B-0023, HQT-2, document 1.1, page 5, lignes 14 et 15;
(iv) B-0023, HQT-2, document 1.1, pages 6 et 7;
(v) R-4012-2017, B-0077, HQT-13, document 1.1, page 26;
(vi) R-4012-2017, B-0007, HQT-3, document 1, page 15, lignes 7 à 11.

Préambule :

(i) « *Le Projet permet d'éviter la perte complète du réseau de transport à la suite de la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord et de limiter les oscillations de puissance et de tension dans certaines conditions de réseau à l'intérieur des critères de conception. Le Projet permet donc de maintenir un niveau de fiabilité adéquat du réseau de transport.*

Temporairement, et ce jusqu'à la mise en service du Projet, le Transporteur fera appel à des automatismes et limitera le transit pour opérer le réseau dans des conditions permettant d'en garantir la stabilité. » (Nous soulignons)

(ii) « *Le projet CCTG a réuni l'IREQ, HQT et HQP autour d'un objectif commun : faire reculer les limites de transit du réseau de transport. CCTG, c'est pour* « contrôle de la consigne de tension aux générateurs ». *Après deux ans d'élaboration, on a récemment terminé un projet pilote en réseau. Un succès.*

Les limites de transit établissent les quantités d'énergie pouvant être transportées sur le réseau. Par exemple, quand HQT retire une ligne pour entretien, on resserre les limites de transit en conséquence. Il y aura donc moins d'énergie qui pourra circuler sur le réseau. « Dans certaines situations, ces limites restreignent les exportations ou, encore, elles rendent difficile le retrait de la ligne au moment voulu. Cela complexifie la planification des travaux d'entretien pour HQT *», explique Guylain Savoie, ingénieur – Planification et stratégies du réseau principal, HQT. Pour ce qui concerne HQP, les limites de transit ont un impact sur le coût de ses*

projets de centrales, notamment. « Pour que le réseau puisse intégrer de nouvelles capacités de production, il faut que les limites de transit soient étendues. Cela signifie : ajouter de l'équipement sur le réseau, par exemple de la compensation série. Le coût de ces travaux sur le réseau vient s'ajouter au coût de nos projets de production *», indique Vincent Lachapelle, chef – Planification de la production, HQP.*

Les contraintes s'accentuent

Or, les contraintes des limites de transit se font de plus en plus sentir, car le réseau de transport se développe rapidement. De nouvelles capacités de production s'ajoutent, les exportations augmentent, le taux d'utilisation des équipements monte. « Comme le réseau gagne rapidement en puissance, on observe d'ailleurs, dans certaines zones, la présence de puissance inutilisable, dite captive, à cause de la limite de transit. », *fait remarquer Guylain Savoie. Les visées du projet CCTG : faire reculer les limites de transit et ainsi offrir une solution de rechange, à moindre coût, aux méthodes habituelles d'augmentation des capacités de transit. Principaux bénéfices attendus : une réduction importante du coût de l'intégration de nouvelles capacités de production, et plus de flexibilité pour la maintenance du réseau et pour les exportations.*

Générateurs à la rescousse

Comment repousser les limites de transit sans perturber la stabilité du réseau? « En maîtrisant mieux les événements transitoires qui ont amené HQT à fixer des limites de transit, *fait valoir Guy Vanier, chercheur – Expertise réseaux électriques et mathématiques à l'IREQ.* Notre prémisse était que, si le réseau pouvait contrôler plus efficacement ces événements, les limites de transit pourraient être repoussées sans problème. *»*

[…]

DEUX NOTIONS MISES EN LUMIÈRE

L'événement transitoire

Quand un court-circuit se produit sur le réseau de transport, les dispositifs de protection entrent en action pour isoler le défaut. Malgré leur rapidité de réaction, une certaine variation de la tension et de la fréquence apparaît sur le réseau. Cet événement est transitoire. Il dure environ 10 secondes, puis c'est le retour à la normale. Tout cela se fait automatiquement, sans intervention de l'opérateur. D'ailleurs, le fait que les réseaux puissent se rétablir après un événement transitoire fait partie des critères de conception qui en assurent la fiabilité.

L'importance de la variation de tension ne doit pas dépasser un certain seuil, car la stabilité de l'ensemble du réseau pourrait alors être compromise. C'est une des raisons pour lesquelles des limites de transit sont fixées

.

La limite de transit

La limite de transit fixe la quantité d'énergie pouvant transiter sur le réseau de transport. Elle est calculée de manière à ce que les événements transitoires demeurent bien contrôlés. Ne pas en tenir compte accentuerait la gravité des événements, ce qui pourrait compromettre la stabilité du réseau.

Il n'y a pas de limite de transit spécifique à chaque ligne. Le réseau de HQT est, à cet égard, subdivisé en cinq grandes zones : Baie-James, Baie-James Sud, Churchill Falls, Manic-Québec et Sud du Québec. » (Nous soulignons)

(iii) « *Toutes les centrales sont modélisées, à leur puissance maximale, moins les restrictions hydrauliques (lorsqu'applicable) et 1 000 MW de réserve synchrone* ; »

(iv) « *Le réseau de transport doit disposer d'une capacité suffisante pour desservir la charge prévue à la pointe du réseau avec tous ses équipements en service à l'exception d'un circuit de transport, prenant en compte que la production et les transits peuvent être abaissés d'une quantité de puissance équivalente à la réserve d'exploitation, soit 1 500 MW, à l'endroit le plus favorable pour maximiser la stabilité du réseau.* » (Nous soulignons)

(v) « *Adopter une vision à long terme permettra de remplacer les grands automatismes en fin de vie utile et de les faire évoluer en fonction des besoins du réseau. L'objectif est de trouver des stratégies efficaces pour maintenir la fiabilité du réseau de transport lorsque surviennent des événements majeurs. Développer des automatismes de réseau et des systèmes de commande plus performants en est un exemple. Cette vision à long terme devra également tenir compte de divers projets porteurs visant à améliorer les automatismes actuels et futurs, comme l'intégration à l'horizon 2020 du système de commande globale et locale de la tension des compensateurs (CGLC) et de contrôle de la consigne de tension aux générateurs (CCTG), dont les gains prévus s'élèvent à 400 MW sur la limite sud.* » (Nous soulignons)

(vi) « *La Commande Globale et Locale des Compensateurs («* CGLC *»), dont la mise en service est attendue pour 2019, met à contribution l'ensemble des équipements de contrôle de tension face à un événement qui se produit sur le réseau. Cette initiative offre des gains approximatifs de 400 MW sur les limites de transit du Transporteur ;* » (Nous soulignons)

Demandes :

5.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec une démonstration) la compréhension de l'AHQ-ARQ, suite à la lecture de la référence (ii), selon laquelle les limites de transit qui seraient imposées dans le corridor Manic-Québec jusqu'à la mise en service du Projet (référence (i)) ne limiteraient pas le transport des contrats du Producteur requis pour alimenter la charge du Distributeur et ne restreindraient que les exportations, dans certaines situations.

5.2 Veuillez indiquer, avec une démonstration, à partir de quel hiver, dans le cas où le Projet n'était pas réalisé, les limites de transit qui seraient imposées sur le corridor Manic-Québec limiteraient le transport des contrats du Producteur requis pour alimenter la charge du Distributeur en plus de restreindre les exportations, dans certaines situations.

5.3 Veuillez présenter les intrants, la méthode de calcul détaillée et les équations permettant de calculer la puissance captive en amont du corridor Manic-Québec (référence (ii)).

5.4 Veuillez déposer un tableau qui montre, pour chaque hiver de l'horizon entre 2018-2019 et 2030-2031, le calcul détaillé de la puissance captive prévue en amont du corridor Manic-Québec, dans le cas où le Projet n'était pas réalisé. Un tel tableau devra inclure, pour chaque hiver, tous les éléments pertinents pour calculer la puissance captive en MW et, en particulier :

- La limite de transit applicable sur le corridor Manic-Québec;
- La puissance maximale d'équipement de chacune des centrales de production situées en amont du corridor Manic-Québec (référence (iii));
- Les restrictions hydrauliques (hauteur de chute en fonction des niveaux amont et aval, contraintes, etc.) de chacune des centrales hydroélectriques en amont du corridor Manic-Québec (référence (iii));
- Les restrictions d'appareillage de chacune des centrales de production en amont du corridor Manic-Québec;
- Les indisponibilités planifiées de chacune des centrales de production en amont du corridor Manic-Québec;
- La consommation de chacune des centrales de production en amont du corridor Manic-Québec;
- La provision pour arrêts forcés des centrales de production situées en amont du corridor Manic-Québec; dans le cas où aucune provision n'est considérée, veuillez justifier ce choix;
- La puissance installée de chacun des parcs éoliens situés en amont du corridor Manic-Québec;
- La provision pour arrêts forcés et intermittence de la production éolienne des parcs éoliens situés en amont du corridor Manic-Québec; dans le cas où aucune provision n'est considérée, veuillez justifier ce choix;
- La puissance des autres ressources de production situées en amont du corridor Manic-Québec;
- La provision pour aléas des autres ressources de production situées en amont du corridor Manic-Québec; dans le cas où aucune provision n'est considérée, veuillez justifier ce choix;
- La quantité de réserve d'exploitation (références (iii) et (iv)) qui peut être conservée en amont du corridor Manic-Québec selon les politiques et directives de gestion des réserves d'exploitation;
- La prévision de la charge de la Côte-Nord, en amont du corridor Manic-Québec;

- La production disponible de la centrale des Churchill Falls doit tenir compte de la charge locale contractuelle retenue au Labrador de même que de la limite de transit au poste Montagnais.

5.5 Veuillez déposer un tableau qui montre, pour la période de 2010 à 2018, l'évolution de la limite de transit applicable au corridor Manic-Québec du réseau de transport planifié sans indisponibilités de transport. Veuillez fournir les raisons justifiant chaque modification de cette valeur d'une année à l'autre.

5.6 Veuillez déposer un tableau qui montre, pour chaque hiver de l'horizon entre 2018-2019 et 2030-2031, la limite de transit qui s'appliquerait sur le corridor Manic-Québec, dans le cas où le Projet était réalisé tel que prévu par le Transporteur (solution 1). Veuillez fournir les raisons justifiant chaque modification de cette valeur d'un hiver à l'autre.

5.7 Veuillez déposer un tableau qui montre, pour chaque hiver de l'horizon entre 2018-2019 et 2030-2031, la limite de transit qui s'appliquerait sur le corridor Manic-Québec, dans le cas où la solution 3 était plutôt retenue, soit l'installation de compensation série dans le corridor Manic-Québec. Veuillez fournir les raisons justifiant chaque modification de cette valeur d'un hiver à l'autre.

5.8 Veuillez déposer les politiques, directives et autres documents pertinents (ou les extraits pertinents) indiquant le type et la quantité des réserves d'exploitation (références (iii) et (iv)) qui peuvent être considérées captives (référence (ii)) sur le réseau de transport.

5.9 Veuillez indiquer la quantité de puissance que le projet CCTG dont il est question aux références (ii) et (v) permettra d'ajouter à la limite de transit du corridor Manic-Québec.

5.10 Veuillez indiquer si le Projet et les calculs de la puissance captive fournis en réponse aux demandes précédentes tiennent compte des bénéfices du projet CCTG dont il est question aux références (ii) et (v). Dans la négative, veuillez justifier une telle absence dans le contexte de la référence (ii) où le Transporteur indique qu'un projet comme le CCTG offrirait « *une solution de rechange, à moindre coût, aux méthodes habituelles d'augmentation des capacités de transit* » et que l'un des bénéfices attendus de ce projet est « *une réduction importante du coût de l'intégration de nouvelles capacités de production* ».

5.11 Veuillez indiquer la quantité de puissance que le projet CGLC dont il est question aux références (v) et (vi) permettra d'ajouter à la limite de transit du corridor Manic-Québec.

5.12 Veuillez indiquer si le Projet et les calculs de la puissance captive fournis en réponse aux demandes précédentes tiennent compte des bénéfices du projet CGLC dont il est question aux références (v) et (vi). Dans la négative, veuillez justifier une telle absence.

5.13 Pour chacun des hivers 2020-2021 et 2030-2031, veuillez fournir l'évolution mensuelle de la puissance captive prévue en amont du corridor Manic-Québec, dans le cas où le Projet n'était pas réalisé. Cette évolution doit tenir compte de l'évolution des intrants qui interviennent dans son calcul comme, par exemple, le niveau des réservoirs en amont des centrales hydroélectriques.

5.14 Pour chacun des hivers 2020-2021 et 2030-2031, veuillez fournir l'évaluation des impacts sur la clientèle du Transporteur des limites de transit qui seraient imposées sur le corridor Manic-Québec et de la puissance captive qui en découlerait, dans le cas où le Projet n'était pas réalisé. Veuillez aussi décrire la méthode utilisée pour évaluer ces impacts. Ces évaluations devraient au moins inclure :

- L'espérance du nombre d'heures de délestage de la charge locale du Distributeur;
- L'espérance de l'énergie délestée de la charge locale du Distributeur;
- L'espérance du nombre d'heures ou les exportations devront être réduites;
- L'espérance en énergie de la réduction des exportations.

6. Référence : B-0023, HQT-2, document 1.1, page 5, lignes 16 à 18.

Préambule :

« *Tous les projets de transport et de production dont la date de mise en service est à l'intérieur de l'horizon considéré par l'étude et qui ont minimalement débuté la phase d'étude d'avant-projet sont modélisés ;* »

Demandes :

6.1 Veuillez préciser et quantifier quel est « *l'horizon considéré par l'étude* » dont il est question à la référence.

6.2 Veuillez fournir la liste de tous les projets de transport et de production dont il est question à la référence avec, pour chacun, la date de mise en service considérée.

7. Référence : B-0023, HQT-2, document 1.1, page 15, lignes 21 à 24.

Préambule :

« *Entre 2012 et l'automne 2017, le Transporteur a utilisé, au besoin, uniquement les limitations de transits lors d'indisponibilités forcées de certains équipements de transport pour assurer la stabilité du corridor Manic-Québec. Ces limitations font toutefois partie des mesures normales utilisées pour l'exploitation du réseau.* » (Nous soulignons)

Demandes :

7.1 L'AHQ-ARQ comprend de la référence que le Transporteur, entre 2012 et l'automne 2017, n'a jamais utilisé les limitations de transit pour des raisons autres que des indisponibilités forcées de certains équipements de transport. Par conséquent, l'AHQ-ARQ comprend qu'aucune limitation de transit n'a été utilisée pour la même période à cause que la charge de la Côte-Nord était insuffisante. Veuillez confirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ ou l'infirmer avec explications.

7.2 Depuis l'automne 2017, veuillez indiquer si le Transporteur a utilisé les limitations de transit pour des raisons autres que des indisponibilités forcées de certains équipements de transport. Dans l'affirmative, veuillez indiquer les dates de début et de fin de telles utilisations et la puissance captive qui en a résulté sur le corridor Manic-Québec.

8. Référence :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Criteres/HQD_AnnexeE_12dec2014.pdf , page 4.

Préambule :

Bilan de puissance de HQ Production
Démonstration de la fiabilité en puissance

Puissance à la pointe d'hiver en MW	2014-2015
Ressources actuelles HQP	**39 802**
Puissance Hydro-Québec	33 414
Puissance captive	-173
Achats à long terme	5 851
CFLCo	4 765
ENB	0
Alcan Prc + Pac	525
Prod. Privés	561
Puissance interruptible long terme	414
Achats de puissance court terme	297
Achat de réserve	0
Engagements totaux HQP	**39 628**
Au Québec	
Puissance associée à l'électricité patrimoniale	34 342
Ventes à HQD (appel d'offre A/O 2002-HQD)	600
Ventes à HQD autres	450
Puissance garantie pour l'intégration éolienne	
- Appel d'offre de 990 MW (A/O 2003-02)	134
Autres (livraisons selon entente et consommation des centrales)	205
LSE	149
Consommation des centrales	56
Réserve requise pour les engagements HQP	3 173
Hors Québec	
Contrats court et long terme (incluant pertes)	723
ICAP	273
VJO	253
CRT	145
Pertes	52
Ressources actuelles - engagements HQP	**175**
Achat de production privée	0
Projets de production	
Réfections + projet Math	Inclus
Sarcelle	150 MW inclus
Réserve et restrictions pour ajouts de production	
Ressources brutes non engagées HQP disponibles	**175**

Le captif présenté est celui calculé par FEPMC. Les données déterministes entrées sont les suivar
- 219 MW au poste Manicouagan

Le résultat est inférieur dû, entre autre, aux pannes et aux pointes qui ne nécessitent pas le transit

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer la cause de la puissance captive qui était prévue à la référence pour l'hiver 2014-2015 au poste Manicouagan.

8.2 Veuillez fournir un graphique, avec les chiffres le composant, de l'évolution horaire réelle de la puissance captive en amont du corridor Manic-Québec au cours de l'hiver 2014-2015. Veuillez aussi fournir les causes qui expliquent cette puissance captive réelle.

8.3 Veuillez fournir la valeur réelle de la puissance captive en amont du corridor Manic-Québec à l'heure de pointe de chaque mois de l'hiver 2014-2015.

8.4 Veuillez fournir l'évaluation des impacts réels encourus par la clientèle du Transporteur et causés par la puissance captive en amont du corridor Manic-Québec au cours de l'hiver 2014-2015. Cette évaluation devrait au moins inclure :

- Le nombre d'heures de délestage de la charge locale du Distributeur;
- Le nombre d'heures ou les exportations ont dû être réduites;
- L'énergie totale de la réduction des exportations.

9. Références :

(i) B-0016, page 8;
(ii) R-3888-2014 – Phase 2, B-0131, HQT-2, document 2, pages 125 et 126.

Préambule :

(i) « *De plus, en ce qui a trait à la justification du besoin et des enjeux soulevés eu regard à la pertinence du projet, le Transporteur précise que le réseau est conçu sans congestion et ce, de manière à assurer que toute la production disponible puisse servir à l'alimentation de la demande. Le Transporteur ne peut donc souscrire à l'idée de maintenir permanentes des limitations de transit. Toute solution autre amenant à limiter le transit n'est pas acceptable d'un point de vue des critères de conception du réseau. Ainsi, le Transporteur est d'avis que la pertinence d'étudier l'historique des transits et les limitations anticipés des transits est sans objet.* » (Nous soulignons)

(ii) «

Le Distributeur doit fournir, ou obtenir de ses fournisseurs d'électricité que ceux-ci fournissent, les services complémentaires indiqués ci-dessous qui sont requis pour assurer en tout temps la sécurité et la fiabilité du réseau de transport.

Nom du service	Raison	Engagement du Distributeur
1- Réglage de tension	Maintenir la tension du réseau dans une plage acceptable grâce à l'action des régulateurs de tension et à la puissance réactive des centrales	Fournir

[…]

12- Adaptation aux conditions de transport	Maintenir l'intégrité du réseau en limitant la production pour respecter les limites de transit	S'engage à respecter

»

Demandes :

9.1 Veuillez définir le terme « *congestion* » de la référence (i).

9.2 Veuillez expliquer ce que signifie concevoir un réseau sans congestion tel qu'exprimé à la référence (i). Est-ce que ça veut dire qu'il ne peut jamais y avoir de congestion ou que la congestion est acceptable en présence de certaines conditions? Veuillez élaborer sur les conditions où la congestion est acceptée, le cas échéant.

9.3 Veuillez indiquer de quelle « *demande* » il est question à la référence (i) et spécifier de quelle(s) clientèle(s) elle provient.

9.4 Veuillez définir la notion de « *limitations de transit* » apparaissant à la référence (i) versus la notion de limite de transit et confirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le réseau est géré en tout temps avec des limites de transit.

9.5 Veuillez faire la démonstration que le Transporteur, tel qu'il le mentionne à la référence (i), devrait maintenir « *permanentes* » des limitations de transit entraînant de la puissance captive en tout temps dans le cas où le Projet n'était pas réalisé et qu'il ne devrait pas le faire dans le cas où le Projet était réalisé.

9.6 Veuillez fournir les documents et références démontrant que les critères de conception du réseau exigent que le réseau soit « *conçu sans congestion* » et que le Transporteur doit, en tout temps et/ou à tout prix, « *assurer que toute la production disponible puisse servir à l'alimentation de la demande* », tel que mentionné à la référence (i).

9.7 Veuillez indiquer lequel ou lesquels des clients du Transporteur aurait formulé une telle exigence en fournissant les demandes effectuées en ce sens.

9.8 Veuillez confirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ de la référence (ii) selon laquelle le Distributeur s'engage à respecter que la production soit limitée pour respecter les limites de transit et maintenir l'intégrité du réseau. Veuillez indiquer si le Distributeur a imposé des conditions à un tel engagement.

10. Références :

(i) R-4012-2017, B-0030, HQT-9, document 1, page 36, lignes 1 à 4;
(ii) B-0016, page 4;
(iii) B-0005, HQT-1, document 1, page 7, lignes 13 à 16;
(iv) R-3888-2014 – Phase 2, B-0131, HQT-2, document 2, pages 125 et 126.

Préambule :

(i) « *L'objectif de l'ajout d'un compensateur statique au poste du Bout-de-l'Île est de maintenir la qualité de service, la fiabilité et la stabilité du réseau de transport à la suite de l'arrêt définitif de la centrale de Tracy. Le Transporteur devait prendre rapidement des moyens afin de continuer à assurer une qualité de service adéquate envers sa clientèle.* » [notes de bas de page omises] (Nous soulignons)

(ii) « *En réponse, le Transporteur soutient que le Projet est rendu nécessaire afin de maintenir la fiabilité du réseau de transport à la suite de la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2 combinée à une baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord.* » (Nous soulignons)

(iii) « *Par ailleurs, en 2012, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière ainsi que la centrale nucléaire de Gentilly-2 ont successivement été fermées. Ces centrales ont comme particularité d'être situées dans la partie sud du réseau*

et contribuaient au soutien de la tension et à la stabilité du réseau de transport. » (Nous soulignons)

(iv) La référence (iv) énumère la liste des services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale. Il y est indiqué que le Distributeur doit fournir, ou obtenir de ses fournisseurs d'électricité que ceux-ci fournissent, les services complémentaires suivants qui sont requis pour assurer en tout temps la sécurité et la fiabilité du réseau de transport : réglage de tension, réglage de fréquence, maintien de réserve tournante, maintien de réserve arrêtée, remise en charge (démarrage autonome), réglage de production (suivi de la charge), stabilisation de réseau, réglage de vitesse; et secours.

Demande :

10.1 Puisque le projet de la référence (i) permettait de maintenir la fiabilité du réseau de transport à la suite de l'arrêt définitif de la centrale de Tracy, veuillez justifier la nécessité du Projet mentionnée à la référence (ii) afin de maintenir, encore une fois, la fiabilité du réseau de transport suite à la fermeture de la centrale de Tracy.

10.2 Veuillez indiquer avec explications lequel ou lesquels des services complémentaires apparaissant à la référence (iv), le Distributeur, ou ses fournisseurs d'électricité, ne fournissaient plus de façon satisfaisante suite à la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2 mentionnée aux références (ii) et (iii) et démontrer qu'une telle fourniture n'était plus satisfaisante.

SOLUTIONS ÉTUDIÉES

11. Référence : B-0005, HQT-1, document 1, page 20, lignes 20 à 22.

Préambule :

« *Enfin, tel qu'il appert du tableau 4, la solution 1 présente les coûts globaux actualisés les plus faibles. De plus, la solution 1 constitue une solution technique structurante qui permet de mettre en place une infrastructure optimale du réseau de transport principal.* » (Nous soulignons)

Demandes :

11.1 Veuillez expliquer ce que le Transporteur entend par une « *solution technique structurante qui permet de mettre en place une infrastructure optimale du réseau de transport principal* » dont il est question à la référence.

11.2 Veuillez indiquer, en utilisant des exemples au besoin, l'objectif visé par une infrastructure optimale du réseau de transport principal dont il est question à la référence et décrire la façon de mesurer l'optimalité d'une telle infrastructure.

11.3 Veuillez décrire et donner la liste des besoins futurs prévus que la solution technique structurante mentionnée à la référence permettra de combler.

12. Références :

(i) B-0005, HQT-1, document 1, pages 21 et 22, section 5.3;
(ii) R-4012-2017, A-0028, page 43, lignes 7 à 13;
(iii) R-4058-2018, B-0007, HQT-3, document 1, pages 14 à 16.

Préambule :

(i) « *Ce scénario consiste à construire six nouvelles plateformes de compensation série et à modifier les plateformes déjà installées sur cinq des six lignes à 735 kV existantes du corridor Manic-Québec.*

[…]

De plus, cette solution, qui constitue une solution minimale, conduirait à l'atteinte des limites technologiques d'ajout de compensation série pour le corridor Manic-Québec. Par conséquent, toute augmentation subséquente de la quantité de puissance électrique à transporter par le corridor Manic-Québec entraînerait inévitablement la construction d'une nouvelle ligne pour renforcer ce corridor.

De même, la compensation série ajoutée au fil des ans en réponse aux besoins grandissants du réseau et qui a permis de repousser la nécessité d'une nouvelle ligne de transport, a toutefois contribué à augmenter les transits sur les lignes existantes. L'ajout de compensation série mènerait à la poursuite d'une dégradation des conditions d'exploitation et d'entretien du réseau mentionnées par le Transporteur à la section 2.

Par ailleurs, la mise en oeuvre de cette solution aurait un impact dans plusieurs installations existantes et soulèverait des difficultés relatives à la disponibilité du réseau de transport au cours des travaux. En effet, l'addition de compensation série impose au Transporteur d'intervenir dans un court délai sur cinq lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec. En raison du nombre élevé de retraits requis, cette solution représenterait un risque important pour le réseau de transport durant les travaux d'autant plus qu'il est difficile de planifier des retraits de lignes à 735 kV en été dû aux contraintes de capacités thermiques actuelles. Le Transporteur doit considérer minimiser les retraits de lignes afin d'affecter le moins possible la disponibilité du réseau de transport durant les travaux. » (Nous soulignons)

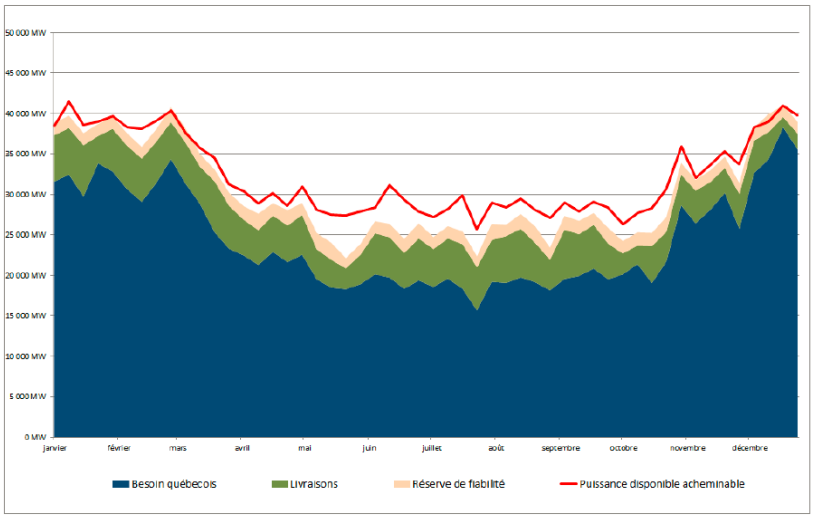
(ii) « *Le « business case » qu'on a fait par rapport à ça, c'est... ce qu'on a démontré, dans le fond, le fameux quatre cents mégawatts (400 MW), c'est l'équivalent d'avoir ajouté, dans la limite sud, un compensateur sur le réseau,*

qui vaut à peu près... un compensateur, je pense que c'est comme soixante-dix millions (70 M), à peu près. » (Nous soulignons)

(iii) « *Dans sa décision D-2018-021, la Régie demande au Transporteur d'inclure dans sa preuve la figure montrant la disponibilité du réseau de transport pour la maintenance et les projets sur une base mensuelle ainsi que les données de base chiffrées la soutenant.*

La figure 2 ci-dessous présente, sur une base mensuelle, les données des composantes soutenant la sollicitation du réseau de Transport ainsi que les données chiffrées associées.

Figure 2 [8]
Légende Sollicitation du réseau de Transport pour l'année réelle 2017



Le Transporteur rappelle que cette figure a été présentée afin d'illustrer les contraintes du réseau pour réaliser la maintenance des équipements. Elle se compose de trois éléments principaux : le besoin québécois, la réserve de fiabilité et les livraisons aux interconnexions.

À ces éléments s'ajoute la courbe (en rouge) de la puissance disponible et acheminable. Celle-ci tient compte des contraintes du réseau de transport, dont les retraits d'équipements ainsi que des contraintes thermiques. Il apparaît qu'entre le mois d'avril et novembre en moyenne, 92% de cette puissance est utilisée rendant ainsi la courbe de puissance disponible et acheminable très proche de la somme des besoins québécois, de la livraison et de la réserve. Cette situation signifie que le Transporteur utilise déjà la presque totalité des plages disponibles aux fins de maintenance et de projets sur le réseau. Les mois d'avril à novembre permettent essentiellement, comme démontré par le tableau 2 sur le taux d'utilisation du réseau à la pièce HQT-9, Document 1 du présent dossier, des opportunités additionnelles de retirer davantage d'équipements aux fins de maintenance et en projets. Considérant les contraintes ci-dessus, un juste équilibre entre la sollicitation du réseau et le

volume d'interventions est nécessaire. Afin d'améliorer la performance de ses interventions en maintenance et en projets, le Transporteur rappelle qu'il regroupe ses travaux planifiés et arrime ces derniers au plan des retraits des équipements sur le réseau. Cette démarche vise à réaliser plus de maintenance au sein d'une même plage de retraits, permettant de contenir la charge de travail liée aux manoeuvres à effectuer sur le réseau, ainsi qu'optimiser les temps de transport et de logistique.

Dans la première phase de cette démarche, le Transporteur cible les postes du réseau de transport principal et ceux avec des interruptions planifiées ayant un impact sur les grands clients du Distributeur raccordés au réseau de transport. Il entend poursuivre cette initiative en 2019 et l'étendre à l'ensemble des postes du réseau de transport.

Le Transporteur vise également à améliorer la planification annuelle de ses retraits afin d'augmenter le respect des retraits initialement planifiés. Les gains d'efficience attendus sont une réduction de l'effort de révision de la planification des retraits, une réduction des déplacements additionnels occasionnés aux équipes terrains, et l'amélioration de la réalisation des travaux planifiés, permettant un meilleur contrôle du risque de fiabilité. » [notes de bas de page omises] (Nous soulignons)

Demandes :

12.1 Veuillez fournir le calendrier des mises en service des six nouvelles plateformes de compensation série et des modifications aux plateformes déjà installées sur cinq des six lignes à 735 kV existantes du corridor Manic-Québec (référence (i)) qui seraient requises en fonction de l'évolution prévue des ressources de production en amont du corridor Manic-Québec et de la variation de la demande d'électricité de la Côte-Nord. Veuillez aussi fournir la liste des dates de mise en service des ressources de production ajoutées et leur puissance à transporter.

12.2 En basant votre réponse sur les mêmes prévisions que dans la demande précédente, veuillez indiquer en quelle année seraient atteintes les « *limites technologiques d'ajout de compensation série pour le corridor Manic-Québec* » (référence (i)).

12.3 En basant votre réponse sur les mêmes prévisions que dans les demandes précédentes, veuillez indiquer en quelle année « *toute augmentation subséquente de la quantité de puissance électrique à transporter par le corridor Manic-Québec entraînerait inévitablement la construction d'une nouvelle ligne pour renforcer ce corridor* » (référence (i)).

12.4 Veuillez expliquer et quantifier le « *court délai* » dont il est question au dernier paragraphe de la référence (i),

12.5 Veuillez confirmer (ou infirmer avec une nouvelle valeur et des explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, basée sur l'affirmation du Transporteur à la

référence (ii), selon laquelle l'ajout d'un compensateur sur le corridor Manic-Québec permettrait le transport d'environ 400 MW de plus.

12.6 Veuillez confirmer (ou infirmer avec une nouvelle valeur et des explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, basée sur l'affirmation du Transporteur à la référence (ii), selon laquelle l'ajout d'un compensateur sur le corridor Manic-Québec coûterait environ 70 M$.

12.7 Veuillez indiquer le coût approximatif de chacune des modifications des plateformes déjà installées sur cinq des six lignes à 735 kV existantes du corridor Manic-Québec dont il est question à la référence (i).

12.8 Considérant la marge disponible illustrée sur la figure 2 de la référence (iii) et toutes les initiatives et démarches porteuses d'efficience décrites à la référence (iii), veuillez indiquer si le Transporteur considère que les difficultés envisagées et décrites aux deux derniers paragraphes de la référence (ii) empêcheraient la réalisation de la solution 3 décrite à la référence (i) à l'intérieur des coûts évalués de cette solution. Dans l'affirmative, veuillez appuyer votre réponse avec une démonstration chiffrée et une liste des interventions démontrant que <u>toutes les interventions de maintenance et de projets</u> ne pourraient pas s'inscrire dans la figure 2 de la référence (iii).

13. Référence : B-0023, HQT-2, document 1.1, page 23, lignes 1 à 8.

Préambule :

« *Par ailleurs, le Transporteur rappelle que, comme mentionné à la pièce HQT-1, Document 1 [note de bas de page omise], le Projet a aussi comme objectif de <u>poursuivre la sécurisation post-verglas</u> du corridor Manic-Québec. Ainsi les <u>solutions 1 et 2</u> impliquent la construction de lignes qui satisfont des <u>critères de robustesse plus élevés face au vent et au verglas</u>.*

Advenant la mise en place de la <u>solution 3</u>, il serait nécessaire d'investir massivement dans des travaux de renforcement de la ligne existante entre Micoua et Saguenay (circuit 7019) afin de sécuriser cette dernière et d'obtenir un service équivalent avec chacune des trois solutions. » (Nous soulignons)

Demandes :

13.1 Pour chacune des solutions 1 et 2 mentionnées à la référence, veuillez fournir une évaluation du coût additionnel qui a été prévu dans la solution afin de satisfaire des critères de robustesse plus élevés que ceux de la solution 3 face au vent et au verglas.

13.2 Veuillez fournir la liste des lignes à 735 kV du réseau de transport d'Hydro-Québec qui rencontrent les critères de robustesse face au vent et au verglas tels que ceux prévus dans les solutions 1 et 2.

13.3 Veuillez fournir la liste des lignes à 735 kV du réseau de transport d'Hydro-Québec qui ne rencontrent pas les critères de robustesse face au vent et au verglas tels que ceux prévus dans les solutions 1 et 2. Veuillez aussi expliquer pourquoi ces lignes ne rencontrent pas lesdits critères et ce que le Transporteur prévoit faire pour qu'elles les rencontrent et quand il prévoit le faire.

13.4 Veuillez fournir les extraits de documents (politiques, directives, Plan directeur, etc.) qui montrent l'obligation du Transporteur de satisfaire des critères de robustesse face au vent et au verglas tels que ceux des solutions 1 et 2 : a) pour de nouvelles lignes à 735 kV; et b) pour des lignes existantes.

PERTES DE TRANSPORT

14. Références :

(i) R-3981-2016, B-0050, HQT-13, document 1, page 61, réponse 34.2;
(ii) R-4058-2018, HQT-9, document 1, Annexe 1, page 19, tableau 17;
(iii) B-0023, HQT-2, document 1.1, page 18, tableau 10.

Préambule :

(i) « *Dans le cadre du dossier R-3887-2014, l'analyse du Transporteur, réalisée en 2013, indique que l'économie de pertes en énergie anticipée avec cette nouvelle ligne est de l'ordre de 448 GWh sur une base annuelle. L'ajout de cette ligne contribue ainsi à diminuer les pertes électriques du réseau et aura donc un effet favorable sur le taux de pertes, en considérant que tous les autres facteurs énumérés en réponse à la question 34.1 sont fixes.*

Toutefois, il se peut qu'en réalité, compte tenu de ces autres facteurs, le taux de pertes pour l'année se comporte différemment qu'attendu. Néanmoins, si le taux de pertes réel s'avérait en croissance pour l'année 2019 et ce, avec le projet de ligne à 735 kV Chamouchouane – Bout-de-l'Île en service tout au long de l'année, il demeure que le taux de pertes escompté sans cette même ligne aurait été encore supérieur.
Le taux de pertes réel pour cette année précise reflètera l'impact global combiné de l'ensemble des facteurs influant sur ce taux. » (Nous soulignons)

(ii)

Tableau 17
Impact de l'ajout de la ligne du projet Chamouchouane–Bout-de-l'Île

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-151	-151	-151	-151	-167	-166
Δ Énergie reçue (GWh)	0	-26	-13	-4	-167	-167
Δ Énergie livrée (GWh)	151	125	138	147	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	**-0,08 %**	**-0,08 %**	**-0,08 %**	**-0,08 %**	**-0,08 %**	**-0,08 %**

(iii)

Tableau 10
Écarts de pertes de chacune des solutions par rapport au réseau de transport 2017 ajusté

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Écart des pertes à la pointe (MW)	37	0	73
Écart des pertes annuelles (GWh)	123	0	285

Demandes :

14.1 L'AHQ-ARQ constate que l'évaluation de l'économie des pertes attribuable à la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île est passée du triple (448 GWh) au simple (151 GWh) entre les deux références, pour une baisse de 66 %. Veuillez fournir toutes les raisons qui expliquent une telle baisse de 297 GWh et quantifier l'effet en GWh de chacune de ces raisons.

14.2 Le Transporteur a fourni le tableau de la référence (iii) suite à une demande de la Régie que l'AHQ-ARQ interprète comme étant de fournir la valeur de l'économie des pertes de chacune des solutions par rapport à un réseau sans aucune des solutions, soit la même notion que celle qui est véhiculée à la référence (i) pour la valeur de 448 GWh. Dans le cas où l'interprétation de l'AHQ-ARQ est la même que le Transporteur, veuillez expliquer pourquoi l'addition au réseau d'une nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides n'apporterait aucune économie de pertes par rapport au réseau actuel sans cette ligne, tel que pourrait le laisser entendre la référence (iii). Dans le cas où l'interprétation du Transporteur est différente de celle de l'AHQ-ARQ, veuillez fournir la valeur de l'économie des pertes de chacune des solutions par rapport à un réseau sans aucune des solutions, pour le réseau 2017 ajusté de la référence (iii), avec une valeur vraisemblablement non nulle pour la solution 2.

15. Référence : B-0023, HQT-2, document 1.1, page 18, lignes 8 à 10.

Préambule :

« *Pour obtenir un réseau représentatif avec chacune des solutions, il est aussi requis de considérer l'intégration complète du complexe de La Romaine ainsi que l'ajout d'interconnexions.* »

Demande :

15.1 Veuillez préciser de quelles interconnexions il est question à la référence.

16. Références :

(i) B-0023, HQT-2, document 1.1, page 17, lignes 7 à 20;
(ii) R-4058-2018, B-0037, HQT-11, document 2, page 14, note de bas de page (A).

Préambule :

(i) « *Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau (P_{PP}) entre diverses solutions qu'il utilise sont déterminés par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions. Le Transporteur précise également que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle (P_{EA}) entre plusieurs solutions sont établis par l'équation qui suit :*

$P_{EA} = P_{PP} \times F_P \times 8760$ *heures*
Où :
P_{PP} *représente la valeur des écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau.*
F_P *est le facteur de pertes calculé à partir de l'équation polynomiale suivante :*

$F_P = 0{,}9 \times F_C^2 + 0{,}1 \times F_C$
où :
F_C *= facteur de charge correspond normalement à un* <u>*taux d'utilisation du réseau*</u> *de 70 %. Cette valeur a été déterminée en fonction de valeurs mesurées sur le réseau.*
Ainsi, $F_P = 0{,}9 \times 0{,}72 + 0{,}1 \times 0{,}7 = 0{,}511$ » (Nous soulignons)

(ii) « *(A) Facteur de répartition puissance-énergie basé sur le facteur d'utilisation du réseau :*
% Puissance = 1 - % Énergie ; % Énergie = Besoins en énergie / (Besoins en puissance x 8 760) = (222 829 GWh x 1 000) / (43 010 MW x 8 760) = <u>*59,1 %*</u> » (Nous soulignons)

Demandes :

16.1 Veuillez fournir la valeur mesurée du taux d'utilisation annuel du réseau dont il est question à la référence (i) pour chacune des dix dernières années.

16.2 Veuillez justifier le choix du facteur de charge de 70 % utilisé à la référence (i) dans le contexte des valeurs fournies à la demande précédente et de la prévision de 59,1 % pour 2019 tel qu'il apparaît à la référence (ii).

16.3 En utilisant des données horaires réelles des cinq dernières années, veuillez démontrer que, statistiquement, les équations de calcul des écarts de pertes en énergie sur une base annuelle (P_{EA}) et de calcul du facteur de pertes (F_P) et leurs coefficients constituent le meilleur ajustement pour représenter le phénomène des pertes. À défaut de fournir une telle démonstration, veuillez fournir un fichier Excel contenant les données horaires des pertes réelles des cinq dernières années.

17. Référence : B-0016, page 2, note de bas de page.

Préambule :

« À titre d'exemple, parmi les 12 demandes de plus de 250 M$ autorisées par la Régie, 11 ont été traitées sur dossier, dont les projets suivants :

- R-3696-2009, Demande du Transporteur afin d'obtenir une autorisation pour acquérir et construire des immeubles et des actifs requis pour le projet de mise à niveau du réseau de transport principal (259,8 M$) ;
- R-3760-2011, Projet pour l'ouverture du réseau de transport à 315 kV sur le corridor Québec-Montréal (309,2 M$) ;
- R-3757-2011, Demande du Transporteur relative au projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport (1 830,2 M$) ;
- R-3915-2014, Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste Judith-Jasmin (260,4 M$) ;
- R-3956-2015, Demande du Transporteur relative à la construction d'une ligne à 320 kV et à l'installation d'équipements au poste des Cantons (617,6 M$) ;
- R-3968-2016, Demande relative au remplacement des disjoncteurs de modèle PK (571,3 M$). »

Demande :

17.1 Veuillez fournir, pour chacun des projets découlant des 12 demandes de plus de 250 M$ autorisées par la Régie dont il est question à la référence, l'évaluation du Transporteur de la réduction ou de l'augmentation des pertes de transport qui étaient prévues au projet, s'il y a lieu, et la valeur réelle maintenant observée.

18. Référence : B-0023, HQT-2, document 1.1, page 6.

Préambule :

«

Tableau 1
Hypothèses de simulation du réseau à la pointe 2020-2021

Production	Charge	Exportation	Importation
43 811 MW	39 263 MW	4 548 MW	0 MW

L'annexe 1, déposée sous pli confidentiel, montre le schéma de l'écoulement de puissance du réseau principal à 735 kV de cette étude, pour le réseau à la pointe 2020-2021. »

Demande :

16.1 Veuillez fournir un tableau correspondant au tableau 1 de la référence et un schéma de l'écoulement de puissance du réseau principal à 735 kV de l'étude du Projet, pour le réseau de la pointe 2030-2031.

CALENDRIER DE RÉALISATION

19. Référence : B-0005, HQT-1, document 1, page 19, lignes 8 à 10;

Préambule :

« *Le tableau 3 présente le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet. La mise en service de la nouvelle ligne est prévue pour juillet 2022 alors que celles des équipements de postes, notamment les départs de lignes, sont prévus pour juin 2021.* » (Nous soulignons)

Demande :

19.1 Veuillez expliquer la nécessité d'une mise en service de la nouvelle ligne pour juillet 2022 tel que mentionné à la référence (i) au lieu de novembre ou décembre 2022, par exemple, en prévision de l'hiver.