

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA  
CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 kV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY**

**CONTEXTE**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), tableau 2, p. 7;
  - (ii) Pièce [B-0016](#), p. 7 et 8;
  - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 17 et 18.

**Préambule :**

- (i) Le Transporteur présente 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.

(ii) « 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]

(iii) « En effet, aux fins de la planification du réseau, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière étaient utilisées pour alimenter la charge en période de pointe hivernale en condition d'indisponibilité d'une ligne à 735 kV. La centrale de Gentilly-2 était quant à elle considérée en service pour toutes les conditions de réseau étudiées en planification. La présence de ces centrales dans la partie sud du réseau avait pour effet de diminuer les oscillations de puissance et de tension à la suite d'événements dans le corridor Manic-Québec. Leur fermeture en 2012 a donc aggravé les oscillations de puissance et de tension à la suite d'événements dans ce corridor. Toutefois, pour

*ces événements, les oscillations demeuraient à l'intérieur des limites permises par les critères de conception du réseau et ne requéraient pas l'ajout d'équipement<sup>5</sup> dans ce corridor.* » notre souligné

**Demandes :**

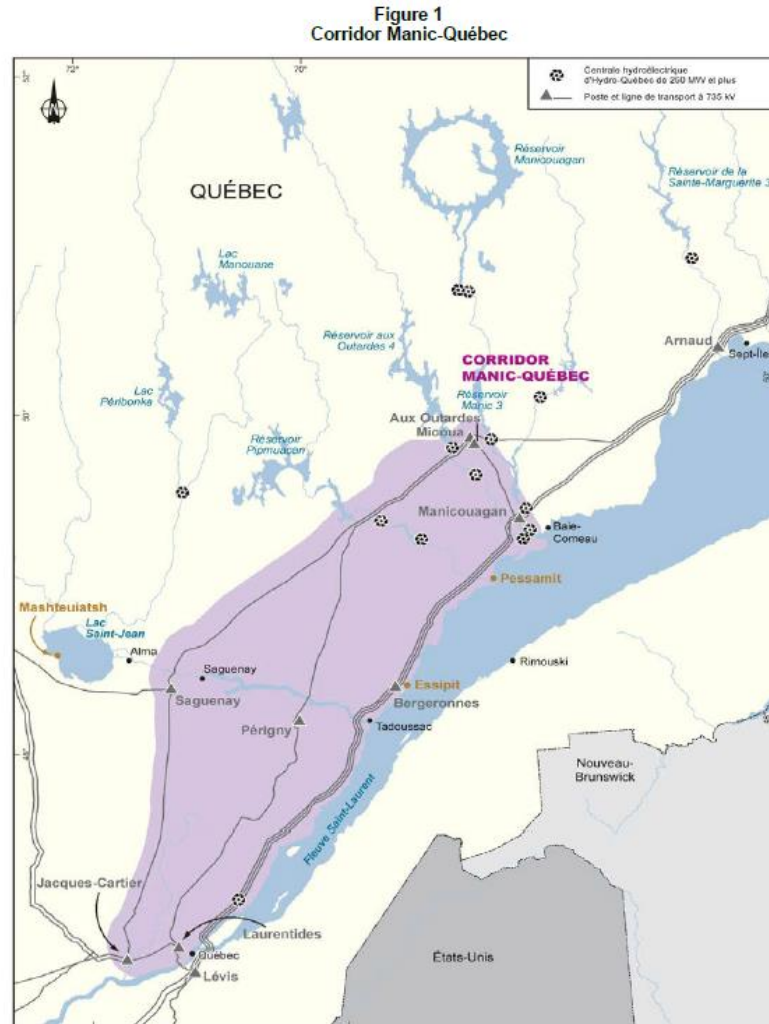
- 1.1 Veuillez élaborer sur le niveau de la demande d'électricité sur la Côte-Nord déclenchant le besoin pour le Projet, considérant que les prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord pour la pointe de l'hiver 2020-2021 s'établissaient respectivement à 2 196 MW et 2 205 MW en 2015 et en 2016 (référence (i)), soit les années où les besoins du Projet ont été confirmés (référence (ii)). Notamment, veuillez préciser si le Projet serait requis si le contexte actuel était tel que les prévisions de la demande de pointe pour les hivers 2020-2021 et 2030-2031 s'étaient maintenues à leur niveau de 2010 présenté à la référence (i).
- 1.2 La Régie doit-elle comprendre du texte cité à la référence (iii) que la fermeture des centrales de Tracy, de La Citère et de Gentilly-2, à elles seules, sont insuffisantes pour justifier le projet de construction d'une nouvelle ligne Micoua-Saguenay c'est-à-dire pour entraîner des oscillations qui soient au-delà des limites permises par les critères de conception du réseau. Veuillez élaborer.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 6 et 7, 9, 17 et 18;
  - (ii) Dossier R-3887-2014, pièce [B-0018](#), p. 9 à 11;
  - (iii) Dossier R-3887-2014, pièce [B-0018](#), p. 13.

**Préambule :**

- (i) En pages 6 et 7 :  
*« 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 ».*

En page 9:



En pages 17 et 18 :

« Le Transporteur rappelle que le Projet fournit une architecture qui a pour objectif de maintenir la fiabilité du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec.

Il est requis pour maintenir la stabilité du réseau de transport face à certains événements sur les lignes de ce corridor dont la sévérité des impacts s'est accentuée à la suite de la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, combinée à la baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord.

[...]

Par ailleurs, la diminution importante de la prévision de demande d'électricité du Distributeur sur la Côte Nord depuis 2013 entraîne une augmentation des niveaux de transits prévus dans le

*corridor Manic-Québec, tant à l'horizon 2020-2021 qu'à l'horizon 2030-2031, amplifiant ainsi les phénomènes d'oscillations de puissance et de tension. De surcroît, lorsque ces niveaux de transits prévus dépassent ceux pour lesquels le réseau de transport est conçu, ces oscillations causent la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport entraînant la perte complète de ce dernier.*

*Ainsi, combinée à la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, cette diminution de la prévision de demande d'électricité sur la Côte Nord dégrade le comportement du réseau au point où la perte temporaire d'une ligne à 735 kV à la suite d'un défaut, pour une condition de réseau en pointe avec une autre ligne à 735 kV au retrait, cause la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport ».*

(ii) Dans le cadre de la demande relative au projet à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île, le Transporteur mentionnait :

*« Dans l'état actuel du réseau, les transits sur le corridor ouest de la Baie-James sont plus élevés que sur le corridor est de la Baie-James. Cette situation vient du fait qu'un des grands centres de consommation se situe dans la région métropolitaine de Montréal et ses environs. Or, les transits de la puissance s'établissent naturellement en fonction du chemin électrique le plus court qui dans le présent cas se trouve à être le corridor ouest du réseau, au détriment du corridor est qui passe par la région de Québec. En effet, le corridor est de la Baie-James se comporte comme un entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane puisque trois lignes entrent dans ce poste alors que seulement deux lignes en ressortent. Cette topologie, qui n'était pas problématique à ce jour, résulte de l'évolution du réseau jusqu'au milieu des années 1990.*

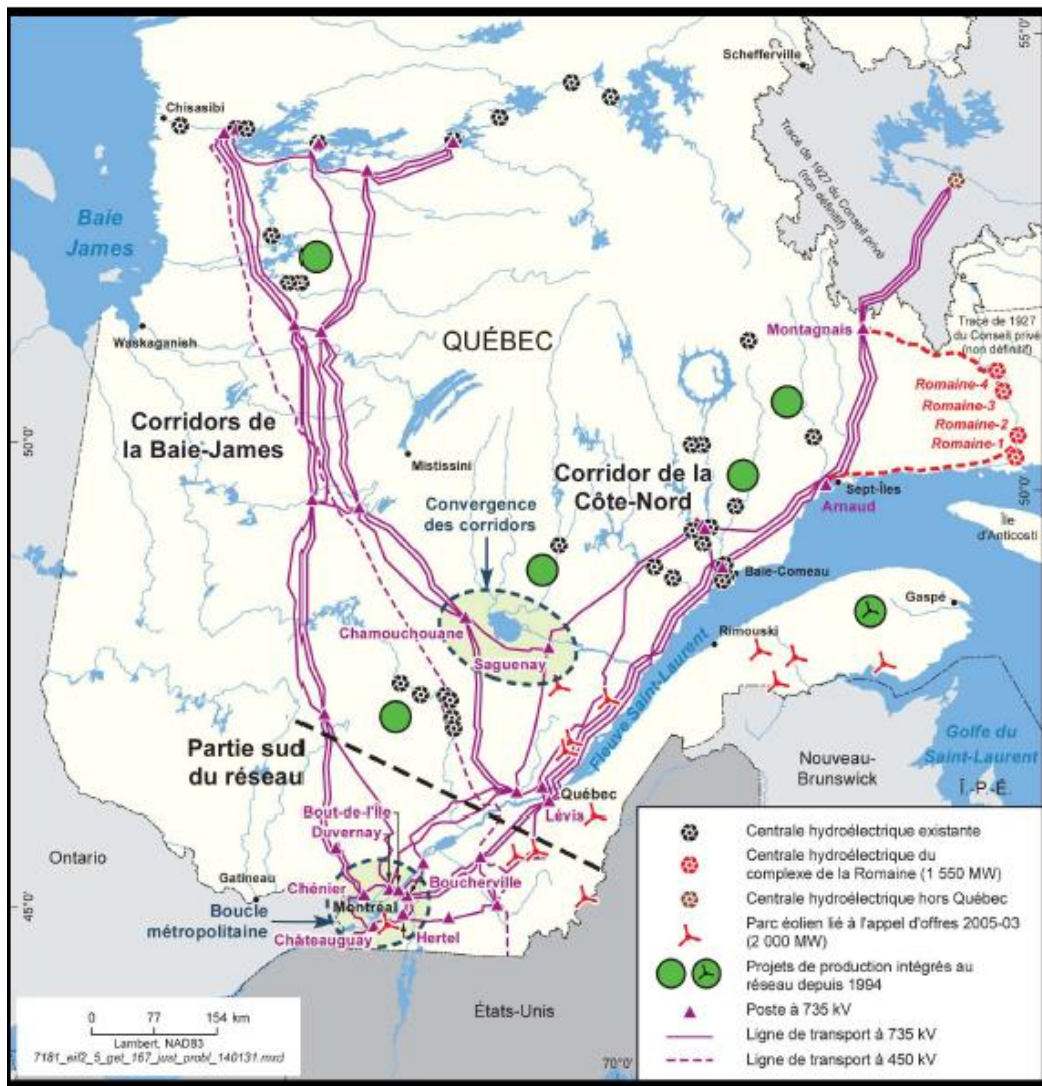
*Or, au fur et à mesure que se développe le réseau, les transits de puissance augmentent sur les lignes à 735 kV. Cette augmentation de transit rend le réseau davantage sensible à certains événements tels que la perte temporaire (déclenchement) simultanée de deux lignes à 735 kV au sud du réseau à la suite d'un défaut, ou la perte d'une ligne simple au sud lorsque le réseau est déjà dans une configuration avec une ligne en retrait dans le Sud. Cette augmentation de la sensibilité atteint un point où la stabilité du réseau est affectée ce qui entraîne une dégradation de son niveau de fiabilité.*

*Dans ce contexte, comme mentionné plus avant, il est requis de procéder au renforcement du réseau de transport principal afin d'en assurer la fiabilité, et ce dans le respect des critères de conception.*

*Par ailleurs, compte tenu du caractère intégré du réseau, signifiant que les lignes de transport sont raccordées les unes aux autres par les postes à 735 kV, peu importe le corridor de transport en évolution, lorsqu'un besoin de renforcement apparaît, il est requis aux endroits du réseau qui sont soumis aux plus grandes contraintes. À titre d'exemple, les études d'intégration de la nouvelle production de 1 550 MW du complexe de la Romaine en cours de réalisation sur la Côte-Nord et les 2 000 MW associés à l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne dans le centre-sud et le sud-est du réseau, ont identifié des besoins de renforcement du réseau principal dans le centre-sud et dans le sud-ouest du réseau, tel que présenté dans les demandes*

*R-3742-2010 et R-3757-2011 du Transporteur. En effet, toute cette nouvelle production augmente la puissance transitée sur les lignes du corridor de la Côte-Nord (voir la figure 3), à tel point qu'une partie de cette puissance se trouve transférée vers les corridors est et ouest de la Baie-James du fait que le réseau est intégré. Il s'ensuit une augmentation des transits sur l'ensemble des lignes à 735 kV qui acheminent la production vers les régions de Montréal et de Québec.*

**Figure 3**  
**Réseau de transport intégré**



*Ce faisant, les événements de pertes de lignes mentionnées plus avant, deviennent encore plus sévères pour le réseau. La sévérité de ces événements est en partie due au fait qu'à la zone de convergence des grands corridors de transport en provenance de la Baie-James et de la Côte-Nord, où sont situés les postes de la Chamouchouane et du Saguenay, quatre lignes de transport se raccordent à ces postes en provenance du nord et seulement trois en ressortent.*

*L'augmentation des transits a alors pour impact que l'effet d'entonnoir mentionné plus avant devient en quelque sorte un goulot d'étranglement et limite le réseau à répondre au besoin de transiter la puissance vers le sud soit vers la charge. La figure 4 présente la configuration de cette zone de convergence.*

*Ainsi, dans la configuration actuelle du réseau et compte tenu de son caractère intégré, l'endroit du réseau où apparaissent les plus grandes contraintes, quel que soit l'axe de transport en développement, se situe à la hauteur du poste de la Chamouchouane.* [notes de bas de page omises] [nous soulignons]

(iii) « *Par ailleurs, la compensation série ajoutée depuis 1994 en réponse à l'intégration de projets de production au réseau a contribué à augmenter les transits sur les lignes existantes contrairement à l'effet qu'aurait eu l'addition de nouvelles lignes. De même, les fermetures récentes de centrales nucléaires et thermiques dans la partie sud du réseau ont un impact à la hausse sur les transits des lignes de transport du réseau principal, en période estivale.* [nous soulignons]

*Tous ces éléments relatifs à l'évolution du réseau du Transporteur révèlent que le réseau ne fournit plus, en été, une marge de manœuvre suffisante au Transporteur, qui doit gérer des situations beaucoup plus complexes que par le passé ».*

#### **Demandes :**

- 2.1 Veuillez faire une mise en contexte du Projet avec le projet à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île référé en (ii) et (iii).
- 2.2 La Régie constate que certains éléments liés au projet à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île sont cités dans le contexte justifiant le présent Projet. Veuillez expliquer pourquoi, à ce jour, les fermetures des centrales nucléaires et thermiques dans la partie sud du réseau demeurent problématiques pour la fiabilité du réseau de transport principal et justifient en partie le présent Projet.

3. **Référence :** Pièce [B-0005](#), p. 10.

#### **Préambule :**

##### **« 3 Objectifs du Projet**

*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]

**Demande :**

3.1 Veuillez décrire sommairement le contexte d'évolution du réseau auquel réfère le Transporteur à la référence (i).

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 6 et 7;
  - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 20 à 23;
  - (iii) Dossier R-3887-2014, Pièce [B-0018](#), p. 32.

**Préambule :**

(i) « *Planification du réseau*

*La planification du réseau de transport permet d'avoir une vision globale des enjeux, problématiques et actions à mettre en œuvre afin d'assurer la fiabilité et la qualité du service de transport tout en répondant aux besoins de l'ensemble de la clientèle.*

*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) Le Transporteur présente les trois solutions envisagées. Il mentionne notamment :

*« 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 ».*

[...]

*Elle [La solution 2] 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 ».*

(iii) « *Contexte de développement à plus long terme*

*Aux fins de la comparaison des solutions, le Transporteur souligne que celles-ci ont été analysées ou conçues dans une optique plus large de développement à long terme du réseau. Par cette façon de faire, le Transporteur cherche à positionner stratégiquement le réseau pour l'avenir, en favorisant son développement optimal et durable tout en minimisant le nombre et le coût des interventions.*

*Cette recherche d'une solution qui soit structurante pour le réseau de transport principal dans une perspective de développement à plus long terme nécessite que le Transporteur projette le réseau*

*dans l'avenir. Ainsi, il a analysé les deux solutions en regard de leur potentiel à répondre à des besoins éventuels. De cette façon, le Transporteur s'assure de comparer des solutions qui rendent un même service et se positionne de façon à faire un choix qui soit optimal pour l'avenir du réseau. De cet exercice, il est ressorti que la solution 1 est la plus structurante pour le réseau et qu'elle positionne ce dernier stratégiquement pour l'avenir ».*

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez préciser si le Projet permet au Transporteur de dégager une réserve de capacité permettant une éventuelle intégration au réseau de capacité de production. Si oui, veuillez chiffrer cette réserve de capacité en MW.
- 4.2 Veuillez commenter l'impact du Projet sur la capacité du Transporteur à répondre à de futurs besoins. Dans le cas où ces besoins seraient connus, veuillez les identifier.
- 4.3 Veuillez préciser si la comparaison des solutions (référence (ii)) a été faite « *en regard de leur potentiel à répondre à des besoins éventuels* », comme il a été fait dans le cadre du projet R-3887-2014 (référence (iii)). Le cas échéant, veuillez élaborer sur les besoins éventuels considérés aux fins de la comparaison des trois solutions.

**JUSTIFICATION DU PROJET EN FONCTION DES OBJECTIFS**

- 5. Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 18 et 19;  
(ii) Pièce [B-0016](#), p. 6.

**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* ».

[...]

**Tableau 3**  
**Calendrier de réalisation**

| Activité                          | Début         | Fin           |
|-----------------------------------|---------------|---------------|
| Avant-projet                      | Novembre 2014 | Décembre 2017 |
| Demande d'autorisation à la Régie | Juillet 2018  | Janvier 2019  |
| Projet                            | Février 2019  | Juillet 2022  |
| Mises en service                  | Juin 2021     | Juillet 2022  |



(ii) « *La durée d'application de mesures temporaires se doit donc d'être réduite au minimum eu égard au respect des critères de fiabilité* ».

**Demandes :**

5.1 Veuillez élaborer sur les implications techniques et économiques du recours à des automatismes visant à limiter le transit. Le cas échéant, veuillez en préciser le montant.

5.2 Veuillez expliquer ce que le Transporteur entend par la réduction de la durée d'application de mesures temporaires « au minimum ». Veuillez définir ce « minimum ».

- 6. Références :**
- (i) R-3757-2011, Pièce [B-0019](#), p. 21;
  - (ii) R-3757-2011, Pièce [B-0005, Annexe, page 38](#).
  - (iii) Pièce [B-0016](#), p. 6.

**Préambule :**

(i) « *D'entrée de jeu, le Transporteur souligne que la solution qu'il a retenue afin de raccorder le complexe de la Romaine au réseau de transport principal répond de façon optimale à la demande de raccordement du Producteur.*

[...]

*Les travaux requis sur le réseau de transport principal consistent principalement en :*

- *l'ajout de nouvelles plates-formes de compensation série à des endroits spécifiques du réseau ;*
  - *la mise à niveau de plates-formes de compensation série existantes ;*
  - *l'ajout de batteries de condensateurs shunts ;*
  - *l'ajout d'inductances shunt ;*
  - *les modifications de protections et automatismes ;*
  - *l'implantation d'un poste de sectionnement à 735 kV.*

*Ces travaux visent à assurer la stabilité de l'ensemble du réseau interconnecté et permettre de bien distribuer les équipements de compensation de puissance réactive requise à la pointe pour exploiter efficacement le réseau de transport principal. » (Nous soulignons)*

(ii) « *L'échéancier de réalisation des travaux d'intégration a été établi de façon à permettre la mise en exploitation du premier groupe turbine-alternateur de la centrale de la Romaine-4 pour le 30 juillet 2020 et du second pour le 30 septembre 2020, tel que demandé par le Producteur. »*

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

[...]

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).»

**Demande :**

6.1 Dans le cadre du projet d'intégration des centrales de La Romaine (R-3757-2011), le Transporteur a prévu des travaux visant à renforcer le réseau de Transport principal. Ces travaux incluaient, notamment, le développement d'automatismes ainsi que des modifications aux systèmes de protection de postes limitrophes, incluant aux postes de Micoua et de Saguenay (ref (i)). Dans le présent projet le Transporteur indique qu'il a développé un automatisme de rejet de production et délestage de charge (RPTC) en prévision de la mise en service des centrales Romaine-3 et Romaine-4 (ref(iii)).

Veillez expliquer pour quelles raisons l'automatisme développé en prévision de l'intégration des centrales de La Romaine est qualifié, dans le présent dossier, de mesure temporaire alors qu'il a été présenté comme une mesure faisant partie d'une solution permanente dans le dossier R-3757-2011. Veillez élaborer.

7. **Référence :** Pièce [B-0005](#), p. 10 et 17 à 19.

**Préambule :**

En page 10 :

« 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 ».

En page 17 :

« Le Transporteur rappelle que le Projet fournit une architecture qui a pour objectif de maintenir la fiabilité du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec ».

En page 18 :

« 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 ». [Nous soulignons]

En page 19 :

*« Enfin, le Transporteur rappelle qu'il doit, en vertu des Tarifs et conditions, fournir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients en assurant la continuité et la qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de transport. À son avis, le Projet constitue une solution optimale eu égard au besoin à l'étude ».*

**Demandes :**

- 7.1 Veuillez préciser les articles des Tarifs et conditions dont il est question en page 19.
- 7.2 Veuillez préciser ce que le Transporteur entend par « niveau de fiabilité adéquat » en page 18. Le cas échéant, veuillez déposer la définition de ce terme.
- 7.3 Veuillez préciser ce que le maintien de la fiabilité et de la performance du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec implique par rapport au maintien de la fiabilité du réseau de transport principal.

**DESCRIPTION DES TRAVAUX**

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 15 à 17;
  - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 19;
  - (iii) Pièce [B-0007](#), annexe 6, p. 3.

**Préambule :**

- (i) En pages 15 et 16, le Transporteur décrit les travaux qui seront réalisés au poste Micoua :

*« Les travaux au poste Micoua consistent à ajouter un nouveau départ de ligne à 735 kV.*

*Le raccordement de la ligne projetée au poste Micoua exige un réaménagement des lignes à 735 kV à l'entrée du poste :*

- *le circuit 7101 vers le poste aux Outardes sera raccordé au nouveau départ de ligne;*
- *le circuit 7019 vers le poste du Saguenay sera raccordé au départ de ligne présentement utilisé par le circuit 7101;*
- *la nouvelle ligne (circuit 7110) sera raccordée au départ de ligne présentement utilisé par le circuit 7019.*

*Ce réaménagement nécessite la reconstruction de deux pylônes et la construction de deux 7 nouveaux pylônes à l'entrée du poste ».*

En pages 16 et 17, le Transporteur décrit les travaux qui seront réalisés au poste du Saguenay :

« Les travaux au poste du Saguenay consistent à ajouter un nouveau départ de ligne à 735 kV doté d'une inductance shunt de 330 Mvar. Ces modifications nécessitent un agrandissement du poste comme montré à la figure 6.

[...]

*Le raccordement de la nouvelle ligne au poste du Saguenay exige un réaménagement des lignes à 735 kV à l'entrée du poste :*

- *le circuit 7019 vers le poste Micoua sera raccordé au nouveau départ de ligne;*
- *la nouvelle ligne (circuit 7110) sera raccordée au départ de ligne présentement utilisé par le circuit 7019.*

*Ce réaménagement nécessitera la reconstruction de deux pylônes à l'entrée du poste ».*

(ii) « *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 ».*

(iii) Une mise en service d'une valeur de 64,7 M\$ est prévue en juin 2021 et une mise en service de 727,9 M\$ en juillet 2022.

**Demande :**

8.1 Parmi les travaux présentés en référence (i), veuillez préciser lesquels feront l'objet de la mise en service d'une valeur de 64,7 M\$ prévue en juin 2021, en indiquant les actifs associés à ces travaux.

9. **Référence :** Pièce [B-0005](#), p. 17.

**Préambule :**

**« 4.1.4 Travaux en télécommunications**

*Le Projet comporte la mise en place d'une liaison optique, établie dans un câble de garde à fibres optiques qui sera déployé sur la nouvelle ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay. Ces travaux permettent de répondre aux critères de performance applicables aux services de télécommunications requis par les systèmes de protection et les automatismes du réseau de transport principal ». [nous soulignons]*

**Demande :**

9.1 Veuillez préciser quels sont les critères de performance auxquels le Transporteur réfère en préambule.

## SOLUTIONS ENVISAGÉES

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 21;
  - (ii) Pièce [B-0023](#), p. 23.

**Préambule :**

- (i) « *Solution 3 – Construction de six plateformes de compensation série dans le 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 ».*

- (ii) « *Advenant la mise en place de la solution 3, 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. Dans son analyse économique déposée à la pièce HQT-1, Document 1, le Transporteur avait fait le choix de ne pas inclure ces coûts de renforcement à la solution (...).* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 10.1 Veuillez préciser de combien d'années serait différée la construction d'une nouvelle ligne, advenant le cas où la solution 3 était retenue référence (i).
- 10.2 Veuillez confirmer que l'analyse économique de la solution 3, produite par le Transporteur dans sa preuve initiale, ne tient pas compte de cette éventuelle construction d'une nouvelle ligne.
- 10.3 La Régie comprend, à la lecture de la référence (ii) ainsi que du tableau 16 de la pièce B-0023, qu'afin que l'option 3 soit équivalente aux deux autres options, des travaux de renforcement devraient être entrepris qui porteraient les dépenses d'investissement de cette solution à 556,7 M\$ et son coût total à 1 132,8 M\$. Veuillez indiquer si ces travaux de renforcement de la ligne existante sous la solution 3 doivent être considérés comme faisant partie du Projet et si leurs coûts doivent être considérés comme des coûts du Projet. Veuillez justifier.

- 11. Références :** (i) Décision [D-2018-121](#), p. 12;  
(ii) Pièce [B-0023](#), p. 17 à 19.

**Préambule :**

(i) « [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. »

(ii) En réponse à la demande citée à la référence précédente, le Transporteur actualise son estimation des pertes différentielles des trois solutions en fonction du réseau de transport 2017.

**Demande :**

Par sa décision D-2018-121 citée en référence (i), la Régie cherchait à obtenir le niveau de variation de pertes (en puissance et en énergie) que procure chacune des solutions par rapport au réseau de transport actuel. Par réseau de transport actuel, la Régie référerait au réseau de transport sans ajout d'équipements visés par le présent Projet.

11.1 Veuillez fournir l'impact sur le niveau de pertes (en puissance et en énergie) de chacune des solutions par rapport au réseau 2017 ajusté.

## ANALYSE ÉCONOMIQUE

- 12. Références :** (i) Pièces [B-0005](#), p. 22 et 23 et [B-0007](#), annexe 5;  
(ii) Pièces [B-0005](#), p. 27 et [B-0007](#), annexe 6, p. 6.

**Préambule :**

(i) Le Transporteur réalise l'analyse économique du Projet sur une période de 45 ans, soit 40 ans après sa mise en service.

En 2062, l'analyse économique prévoit des valeurs résiduelles de 640 392 k\$ (\$ courants) pour la ligne Micoua-Saguenay (\$ courants), de 25 890 k\$ (\$ courants) pour la compensation série Manic-Québec et de 962 427 k\$ (\$ courants) pour la ligne Outardes-Laurentides.

Ces valeurs résiduelles sont prises en compte dans la comparaison économique des solutions (tableau 4).

(ii) Le Transporteur présente l'impact tarifaire sur les horizons de 20 ans et de 75 ans et mentionne :

*« Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et sur une période de 75 ans, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Le Transporteur estime que les résultats pour la période de 75 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations visées par le Projet.*

*L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 68,2 M\$ sur une période de 20 ans et de 40,5 M\$ sur une période de 75 ans, ce qui représente un impact à la marge de 2 % sur une période de 20 ans et de 1,2 % sur une période de 75 ans par rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2018 ».*

La Régie constate que l'horizon utilisé aux fins de l'analyse économique du Projet et ceux considérés aux fins du calcul de l'impact tarifaire sont différents.

**Demandes :**

- 12.1 Veuillez concilier l'horizon de 40 ans pris en compte à la référence (i) et l'horizon de 75 ans considéré à la référence (ii), considérant que l'horizon de 75 ans serait plus comparable à la durée de vie utile moyenne des immobilisations visées par le Projet.
- 12.2 Veuillez élaborer sur le calcul des valeurs résiduelles de 2062 et sur l'ampleur des différences entre ces valeurs pour les trois solutions.

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0007](#), annexe 5, p. 4 à 9;  
(ii) Pièce [B-0023](#), p. 20.

**Préambule :**

- (i) Le Transporteur présente l'analyse économique en évaluant les pertes en fonction :
- d'un coût en énergie variant de 46 \$/MWh à 49 \$/MWh de 2023 à 2027 et de 108 \$/MWh à 211 \$/MWh de 2028 à 2062;
  - d'un coût en puissance variant de 22 965 \$/MW à 23 893 \$/MW de 2023 à 2025 et de 131 695 \$/MW à 268 642 \$/MW de 2026 à 2042.
- (ii) Le Transporteur effectue une analyse de sensibilité en utilisant les coûts évités du Distributeur approuvés par la Régie les plus faibles au cours des six dernières années.

**Demandes :**

- 13.1 En fournissant la référence à la décision de la Régie les approuvant, veuillez préciser les coûts évités qui ont été utilisés aux fins de l'analyse économique citée à la référence (i).
- 13.1.1. Si les coûts utilisés à la référence (i) ont été ajustés par rapport aux coûts approuvés par la Régie, veuillez décrire les ajustements effectués.

13.2 Veuillez commenter la possibilité que les coûts évités s'avèrent supérieurs à ceux utilisés à la référence (i) et dont de l'utilité d'une analyse de sensibilité pour évaluer les trois solutions en fonction de coûts évités supérieurs à ceux de la référence (i).

- 14. Références :** (i) Pièce [B-0005, tableau 4, p. 23](#);  
(ii) Pièce [B-0023](#), p. 19 à 26;

**Préambule :**

(i) Le Transporteur présente, dans sa preuve initiale (référence (i)), la comparaison économique des trois solutions envisagées.

(ii) Dans son complément de preuve (référence (ii)), le Transporteur présente une comparaison des écarts de pertes pour chacune des trois solutions comparativement au réseau 2017 ajusté.

Il présente aussi, notamment, des analyses de sensibilité en fonction des éléments suivants :

- a. Sensibilité à la valeur des coûts évités en puissance et en énergie du Distributeur;
- b. Sensibilité aux pertes en puissance;
- c. Sensibilité aux facteur de charge;
- d. Sensibilité aux coûts de sécurisation pour le verglas.

**Demande :**

14.1 Veuillez préciser si les analyses de sensibilité ont été réalisées à partir des solutions telles que présentées à la référence (ii) c'est-à-dire, en fonction du réseau 2017 ajusté ou plutôt en fonction du réseau de référence de la preuve initiale (référence (i)).

- 15. Références :** (i) Pièce [B-0003](#), allégué 3, p. 1 et 2;  
(ii) Pièce [B-0007](#), annexe 4, p. 3;  
(iii) Pièce [B-0010](#), p. 8.

**Préambule :**

(i) En date du 4 juillet 2018, le Transporteur dépose une affirmation solennelle concernant la pièce HQT-1, document 1 déposée sous pli confidentiel, dans laquelle il est mentionné :

*« 3. La divulgation des renseignements contenus sous la description « Ententes avec les autochtones », à la rubrique « Coûts du client » du Document confidentiel pourrait causer un préjudice important à la position de négociation du Transporteur à l'égard des communautés autochtones visées par le projet en cause ainsi qu'à l'égard d'autres communautés autochtones intéressées dans les projets futurs du Transporteur ». [nous soulignons]*



(ii) « **LISTE DES ACTIVITÉS D'INFORMATION ET DE CONSULTATION** »

**Objectifs de la démarche de participation du public**

*Dans le cadre du projet de construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay, Hydro-Québec a mis de l'avant un processus de participation et de consultation du public dont les objectifs sont les suivants :*

- *faire connaître le projet aux élus, aux gestionnaires municipaux, aux communautés autochtones, aux représentants de groupes et d'organismes, aux propriétaires potentiellement touchés et aux citoyens du milieu d'accueil;*
- *répondre aux besoins d'information des différents intervenants et assurer les suivis nécessaires;*
- *prendre connaissance des préoccupations du milieu à l'égard du projet en vue d'apporter des réponses sous la forme de compléments d'information, de modifications au tracé ou de mesures d'atténuation dans la mesure du possible.*

*Hydro-Québec a pu ainsi tenir compte des attentes et des préoccupations exprimées afin d'adapter le mieux possible le projet en vue de son intégration harmonieuse au milieu d'accueil.*

[...]

**Activités de participation du public**

*La démarche de participation du public relative au Projet s'est principalement déroulée entre l'hiver 2016 et l'automne 2017. Certaines activités se poursuivront en 2018. Les activités ont été réalisées dans les régions administratives de la Côte-Nord et du Saguenay – Lac-Saint-Jean ainsi qu'auprès des communautés innues de Pessamit, d'Essipit et Mashteuiatsh. » [nous soulignons]*

(iii) Le Transporteur présente les coûts du Client qui inclut notamment une rubrique sur les ententes avec les autochtones. Il précise qu'il s'agit d'ententes avec les Innus d'Essipit, le Conseil de la Première Nation des Pekuakamiulnuatsh et le Conseil des Innus de Pessamit afin de favoriser l'acceptabilité sociale et les retombées économiques pour leurs communautés et d'atténuer les impacts environnementaux du Projet sur celles-ci.

**Demandes :**

15.1 La Régie comprend de la référence (i) que le montant inscrit pour les « Ententes avec les autochtones » était, au 4 juillet 2018, une estimation des coûts qui résulteraient des négociations alors en cours. Veuillez faire le point sur l'estimation de ce montant, à ce jour.

15.2 Veuillez préciser si le Transporteur a déjà inclus ce type de coûts à d'autres projets d'investissement. Le cas échéant, veuillez préciser les projets pour lesquels de tels coûts ont déjà été inclus et fournir la proportion de ces coûts en relation avec le coût total du projet

visé.

Si vos réponses aux questions 15.1 et 15.2 impliquent des éléments qui doivent être traités de façon confidentielle, veuillez faire une demande d'ordonnance à cet égard et joindre la déclaration assermentée requise.