

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 CAVIARDÉE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À  
HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (LE TRANSPORTEUR)  
RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 320 kV ET À L'INSTALLATION D'ÉQUIPEMENTS  
AU POSTE APPALACHES**

---

**COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 16;
  - (ii) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0027](#), p.10;
  - (iii) Pièce B-0008 (pièce déposée sous pli confidentiel), annexe 1, p. 8;
  - (iv) Dossier R-3956-2015, pièce B-0006 (pièce déposée sous pli confidentiel), annexe5, p. 8;
  - (v) Rapport annuel 2018 du Transporteur, pièce [B-0045](#), p.17.

**Préambule :**

(i) En ce qui concerne le rehaussement de la capacité thermique du Projet, le Transporteur présente ce qui suit:

*« 3.1.3 Rehaussement de la capacité thermique des lignes 7005 et 7035 (Lévis-Nicolet)*

*Le service de transport ferme à fournir dans le cadre du Projet entraîne une augmentation du transit sur le réseau de transport principal. En particulier, la capacité thermique des lignes 7005 et 7035, qui joignent le poste de Lévis au poste de la Nicolet, peut être dépassée pour certaines situations de contingence. Afin de respecter les critères de conception du réseau de transport, le Projet prévoit un rehaussement de la capacité thermique de ces lignes.*

*Les lignes 7005 et 7035 comptent au total 506 pylônes et ont une longueur de 110 km chacune. Les interventions requises consistent essentiellement à ajouter 51 pylônes, à démanteler 52 pylônes, à rehausser 56 pylônes avec la technologie Ampjack et à effectuer du nivellement de terrain sous 117 portées. »*

(ii) Dans le dossier R-3956-2015, le Transporteur indique ce qu'il recherche pour la capacité thermique (A) et le rehaussement thermique (°C) de sections de circuits :

*« 8.1 Veuillez préciser les valeurs du rehaussement thermique (en °C) et de la capacité (en A) recherchées sur les circuits L7005 et L7035, qui permettront de respecter les critères de conception du réseau de transport.*

*R8.1*

*Une capacité en courant de 3 100 A, pour une température ambiante de 30°C, est requise sur les circuits 7005 et 7035 pour respecter les critères de conception du réseau de transport.*

*Le rehaussement thermique minimalement requis correspond à une augmentation de la température d'exploitation de 49 à 53°C pour les sections de 107 km de chacun de ces circuits qui sont équipées de conducteurs Bersimis (de calibre 1360,7 MCM). Un rehaussement additionnel est requis pour les sections de 2,5 km de chacun de ces circuits qui sont équipées de conducteurs de type Carillon (de calibre 1028,5 MCM). La température d'exploitation doit être augmentée de 55°C à 59°C pour ces sections. »*

(iii) Le Transporteur présente pour le Projet, sous pli confidentiel, les coûts du rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035.

(iv) Le Transporteur présente pour le dossier R-3956-2015, sous pli confidentiel, les coûts du rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035

(v) Dans son rapport annuel de 2018, le Transporteur indique à la question numéro 6 de la Régie:

*« La phase d'avant-projet du rehaussement de la capacité thermique des lignes à 735 kV entre les postes de Lévis et de la Nicolet (7005 et 7035) est présentement en cours de réalisation et sa finalisation est prévue à l'automne 2019. Le Transporteur prévoit ensuite débiter la phase projet. La durée des travaux est estimée à plusieurs années (entre 3 et 4 ans). » [nous soulignons]*

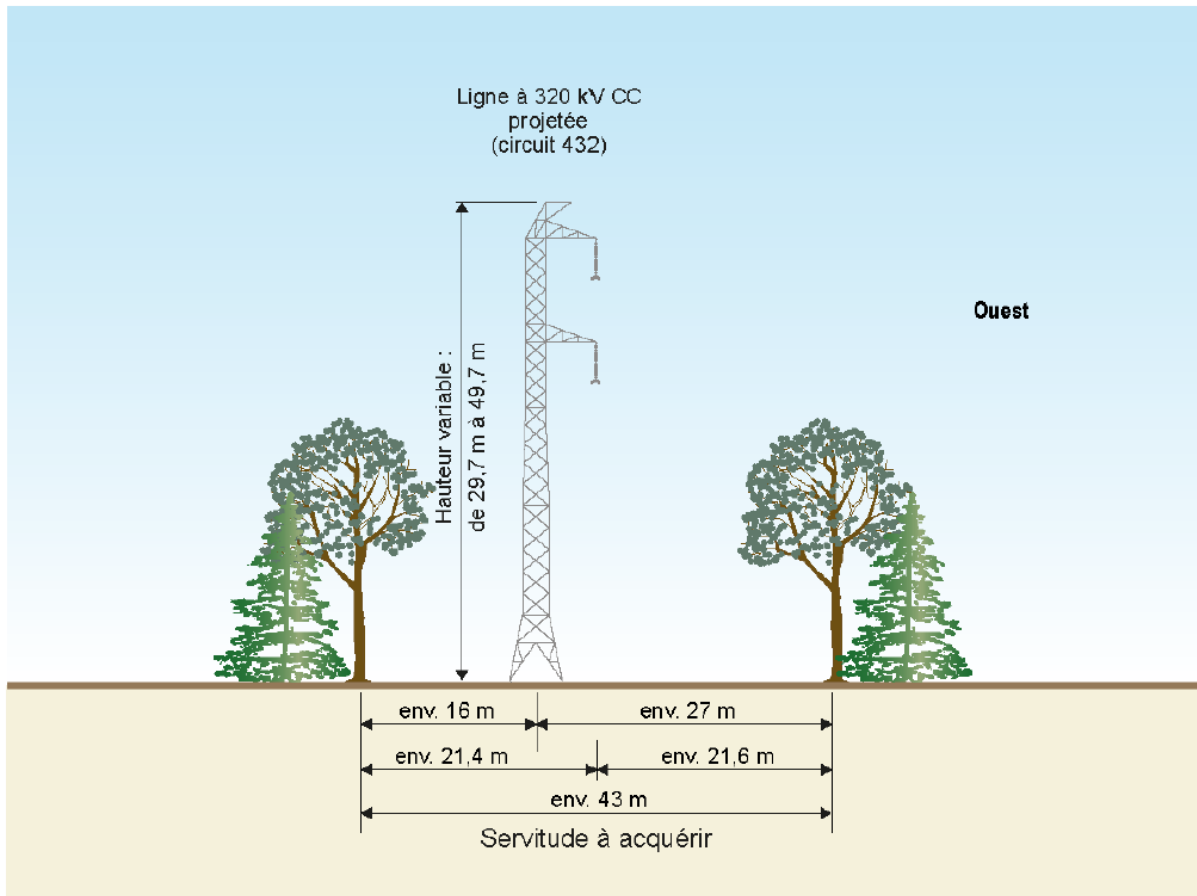
### **Demandes :**

- 1.1 Pour chacune des sections des circuits des lignes 7005 et 7035 veuillez préciser si la capacité thermique (A) et le rehaussement thermique (°C) requis pour le Projet (référence (i)) sont les mêmes que ce qui avait été présenté dans le dossier R-3956-2015 (référence (ii)). Sinon, veuillez expliquer.
- 1.2 Veuillez commenter l'écart entre les coûts totaux du rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035 au présent Projet (référence (iii)) et ceux du projet cité à la référence (iv), qui sont respectivement de [REDACTED] et de [REDACTED].
- 1.3 La provision pour contingence du Projet est de [REDACTED] (référence (iii)) soit [REDACTED] pour le rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035. En ce qui concerne le dossier R-3956-2015, elle est de [REDACTED] (référence (iv)) soit [REDACTED]. Veuillez expliquer l'écart de la provision pour contingence, considérant notamment que la phase d'avant-projet du rehaussement thermique devait être finalisée à l'automne 2019 (référence (v)).

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0008 (pièce déposée sous pli confidentiel), annexe 1, p. 7;
  - (ii) Dossier R-3956-2015, pièce B-0006 (pièce déposée sous pli confidentiel), annexe5, p. 7;
  - (iii) Pièce [B-0020](#), p.13;
  - (iv) Pièce [B-0020](#), p. 17 à 19;
  - (v) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0004](#), p.12;
  - (vi) Décision [D-2016-122](#), p. 16.

**Préambule :**

- (i) Le Transporteur présente pour le Projet, sous pli confidentiel, les coûts respectifs d’approvisionnement et de construction de [REDACTED] et de [REDACTED] reliés à la ligne 320 kV de 103 km de longueur.
- (ii) Le Transporteur présente pour le dossier R-3956-2015, sous pli confidentiel, les coûts respectifs d’approvisionnement et de construction de [REDACTED] et de [REDACTED] reliés à la ligne 320 kV de 79 km de longueur.
- (iii) Le Transporteur présente pour le Projet les supports et les emprises de la ligne à 320 kV lorsqu’elle est seule :



**Ligne projetée seule  
entre le lac de l'Original à Nantes et la frontière canado-américaine**

(iv) « Le Transporteur a étudié deux solutions afin de fournir le service de transport de point à point demandé dans le respect des critères de conception.

[...]

*Le poste des Cantons a été écarté, puisque le raccordement d'une ligne à 320 kV vers le New Hampshire était déjà prévu à ce poste au moment du choix de la solution de raccordement du Projet. Les autres postes à 735 kV situés dans la partie sud-est du réseau, comme le poste de Lévis, s'avèrent trop éloignés de la frontière du Maine pour constituer des options de raccordement intéressantes.*

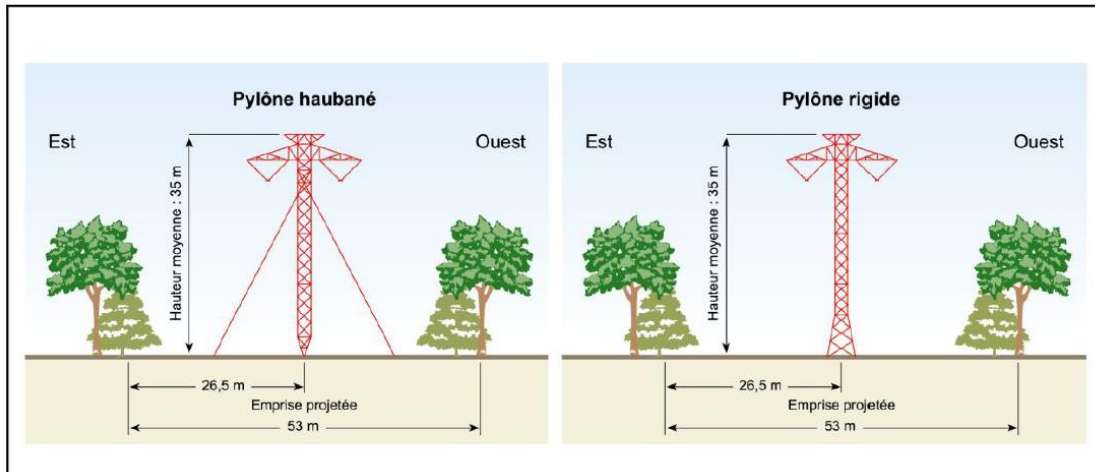
*Les autres postes situés dans la région, alimentés par des lignes à 230 kV ou à 120 kV, n'ont pas la capacité requise pour fournir le service demandé.*

[...]

*Les solutions 1 et 2 sont essentiellement équivalentes d'un point de vue technique. »*

(v) Le Transporteur présente pour le dossier R-3956-2015 les pylônes et emprises lorsque la ligne 320 kV projetée est seule.

**Figure 5**  
**Pylônes et emprises types lorsque la ligne projetée est seule**



(vi) « [63] Ainsi, la Régie demande au Transporteur d'inclure, dans le cadre de ses prochains dossiers d'investissement de 25 M\$ ou plus, une preuve détaillée justifiant le choix de la solution envisagée, incluant une description de toutes les variantes qu'il a considérées. »

### **Demandes :**

- 2.1 Veuillez expliquer les principales raisons de l'écart des coûts d'approvisionnement et de construction entre le type de ligne choisi pour le Projet actuel (références (i) et (iii)) et le type de ligne choisi pour le projet R-3956-2015 (références (ii) et (v)).
- 2.2 Pour un tracé sans obstacle et en ligne droite, veuillez fournir séparément pour les deux types de lignes de la question précédente les coûts d'approvisionnement et de construction (par km) inclus dans l'étude d'avant-projet.
- 2.3 Veuillez fournir les avantages et désavantages des deux types de lignes ci-dessus.
- 2.4 Outre cette variante concernant le type de ligne décrite précédemment et ce qui est mentionné à la référence (iv), veuillez indiquer si d'autres variantes des solutions envisagées ont été considérées, en lien avec la référence (vi).

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0009](#), p. 7;  
(ii) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0065](#), p. 5 à 6.

**Préambule :**

(i) « *Les frais de gérance sont mesurés en pourcentage du coût des projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance interne propres à HQIÉSP s'élève à [REDACTED] du coût de 809,4 M\$.*

*Par ailleurs, Hydro-Québec surveille étroitement les frais de gérance de ses projets afin qu'ils demeurent concurrentiels. »*

(ii) « *Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance interne propres à HQÉSP s'élève à [REDACTED] du coût total du Projet de 613,2 M\$. ».*

**Demande :**

- 3.1 Veuillez expliquer la variation du pourcentage des frais de gérance entre les références (i) et (ii).

- 4. Références :** (i) Pièce [B-0009](#), p. 5;  
(ii) Pièce [B-0020](#), p. 16;  
(iii) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0065](#), p. 3;  
(iv) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0034](#), p. 14.

**Préambule :**

(i) Le Transporteur présente au tableau 1 l'évaluation détaillée des coûts de réalisation du Projet. Les coûts des travaux en télécommunications s'élèvent à 13,9 M\$.

(ii) « *Le Transporteur présente ci-après les travaux reliés au réseau de transport de télécommunications requis pour la réalisation du Projet, soit :*

- *l'ajout d'armoires d'équipements liés au convertisseur au poste des Appalaches ;*
- *l'installation de câbles à fibres optiques entre ce convertisseur et le bâtiment de commande existant du poste ;*
- *la mise en place d'une liaison optique, établie dans un câble de garde à fibres optiques déployé sur la ligne à 320 kV ainsi que dans une fibre optique installée dans une canalisation entre la ligne à 320 kV et le poste de Mégantic ;*
- *l'installation d'équipements d'amplification du signal optique au poste de Mégantic. »*  
[nous soulignons]

(iii) Le Transporteur présente au tableau 1 l'évaluation détaillée des coûts de réalisation du projet de construction d'une ligne à 320 kV à partir du poste des Cantons. Les coûts des travaux en télécommunications s'élèvent à 4,4 M\$.

(iv) « *Le Transporteur présente ci-après les travaux reliés au réseau de transport de télécommunications requis pour la réalisation du Projet, soit :*

- *la mise en place d'une liaison optique, établie dans un câble de garde à fibre optique déployé sur la ligne à 320 kV ;*
- *l'ajout d'armoires d'équipements dans le nouveau bâtiment du convertisseur au poste des Cantons ;*
- *l'installation de câbles de fibre optique entre ce bâtiment et le bâtiment de commande existant au poste des Cantons ;*
- *l'ajout d'une liaison de télécommunications entre les postes Hériot et de la Montérégie pour assurer la protection de la batterie de condensateurs installée au poste de la Montérégie.* » [nous soulignons]

**Demande :**

4.1 Veuillez présenter les principaux éléments justifiant l'écart de coûts pour les travaux en télécommunications entre le présent Projet et le projet cité aux références (iii) et (iv).

**CALENDRIER DE RÉALISATION**

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0020](#), p. 17;
  - (ii) Pièce [B-0005](#), annexe 7, p. 3;
  - (iii) BALLOTPEDIA, *Maine NECEC Transmission Project Certificate Initiative (2020)*, disponible à l'adresse : [https://ballotpedia.org/Maine\\_NECEC\\_Transmission\\_Project\\_Certificate\\_Initiative\\_\(2020\)](https://ballotpedia.org/Maine_NECEC_Transmission_Project_Certificate_Initiative_(2020)) (consulté le 10 février 2020).

**Préambule :**

(i) Le Transporteur présente, comme suit, l'échéancier pour les travaux reliés au Projet.

**Tableau 2**  
**Calendrier de réalisation**

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Janvier 2018	Août 2019
Demande d'autorisation à la Régie	Novembre 2019	Mai 2020
Projet et mises en service	Mai 2020	Juin 2021 Décembre 2022

(ii) L'impact tarifaire présenté fait état d'une mise en service de 61,6 M\$ en juin 2021 et de 761,6 M\$ en décembre 2022. La Régie constate que les besoins s'établissent à 42 979 MW en 2019 et en 2021.

(iii) « *The Maine NECEC Transmission Project Certificate Initiative may appear on the ballot in Maine as an indirect initiated state statute on November 3, 2020.*

[...]

*On February 3, 2020, the campaign filed about 75,253 signatures with the office of Secretary of State Matthew Dunlap (D). At least 63,067 signatures (83.8 percent) need to be valid. »*

#### **Demandes :**

- 5.1 Veuillez indiquer si l'échéancier du Projet est modifié ou pourrait être modifié par la possibilité d'un référendum.
- Le cas échéant, veuillez déposer l'échéancier révisé.
  - Dans la négative, veuillez justifier le début de la construction, prévue en mai, considérant la possibilité de la tenue d'un référendum en novembre 2020.
- 5.2 Veuillez détailler les mises en service de 61,6 M\$ en juin 2021 et de 761,6 M\$ en décembre 2022 (références (i)) et (ii)), en élaborant sur la mise en service de juin 2021, considérant qu'elle n'est pas associée à une augmentation des besoins de transport (référence (ii)).

### **SOLUTIONS ENVISAGÉES**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0020](#), p. 19;
  - (ii) Pièce [B-0019](#), p. 5;
  - (iii) Décision [D-2019-087](#), p. 45 à 48;
  - (iv) Décision [D-2019-047](#), p. 154 et 155;
  - (v) Décision [D-2019-087](#), p. 42.

#### **Préambule :**

(i) « *Le Transporteur a réalisé une comparaison des coûts des solutions envisagées en tenant compte, entre autres, des investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques.* »  
[nous soulignons]

(ii) « *Le Transporteur indique qu'une évaluation sommaire des pertes par effet couronne a été réalisée pour les deux solutions, mais n'a pas été incluse dans la présente analyse puisque ces pertes sont de faible ampleur. De plus, cette évaluation sommaire démontre que les pertes par effet*



*couronne sont plus importantes pour une ligne à courant alternatif de 735 kV que pour une ligne à courant continu de  $\pm 320$  kV, de sorte que l'inclusion de ces pertes à l'analyse économique aurait pour effet de favoriser la solution retenue. »*

(iii) « [162] Enfin, le Transporteur a produit une évaluation des coûts des solutions en tenant compte des coûts reliés à l'exploitation et l'entretien des équipements. Ces coûts avaient été omis de l'analyse, étant donné qu'ils étaient considérés immatériels par le Transporteur. La Régie constate que, pour chacune de ces simulations additionnelles, la solution 1 demeure la moins coûteuse, tel qu'il appert du tableau 4.

[...]

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

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

(iv) « La principale source de pertes est attribuable aux pertes par effet Joule, qui représentent plus de 75 % des pertes du réseau de transport.

[...]

*La seconde source est attribuable aux pertes par effet couronne, qui représentent environ 10 % des pertes électriques en énergie annuellement*

[...]

*Elles sont majoritairement présentes sur les lignes à 735 kV.*

[...]

*La troisième source est attribuable aux pertes dans les équipements d'appareillage shunt représentant moins de 10 % des pertes électriques en énergie annuelles.*

[...]

*Enfin, les autres sources de pertes électriques, tel que les pertes par fuites électriques et les pertes par induction électromagnétique, représentent environ 5 % des pertes électriques en énergie annuelles sur le réseau de transport. » [notes de bas de page omises]*

(v) « [151] Quant à la recommandation de l’AHQ-ARQ portant sur la sécurisation post-verglas, le Transporteur affirme que les coûts de cette sécurisation ne sont pas inclus dans l’analyse économique déposée au dossier, mais sont offerts en analyse de sensibilité pour que la Régie puisse apprécier la valeur intrinsèque des solutions de lignes par rapport à la solution de compensation série. »

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez fournir l’impact sur le niveau de pertes (en énergie et en puissance) de chacune des solutions, par rapport au réseau de transport 2019 (référence (i)).
- 6.2 Veuillez indiquer quels types de pertes ont été considérées dans l’analyse du Transporteur (références (ii) à (iv)).
- 6.3 Veuillez présenter les résultats de l’évaluation sommaire des pertes par effet couronne (référence (ii)).
- 6.4 Veuillez préciser si les coûts de la sécurisation post-verglas ont été considérés pour chacune des solutions (référence (v)).
- 6.5 Veuillez fournir les coûts d’entretien et d’exploitation liés à chacune des solutions et les inclure dans l’analyse économique.

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0020](#), p. 18;
  - (ii) Pièce [B-0020](#), p. 19;
  - (iii) Pièce [B-0019](#), p. 6 ;
  - (iv) Pièce [B-0021](#), p. 4 ;
  - (v) Pièce [B-0019](#), p. 7 ;
  - (vi) Pièce [B-0019](#), p. 7 et 8.

**Préambule :**

- (i) « *Le poste des Appalaches à 735-230 kV, situé à Saint-Adrien-d’Irlande, près de Thetford Mines, a été retenu comme point de départ de la ligne à 320 kV pour les raisons suivantes :*
- *c’est le poste à 735 kV situé le plus près du point de traversée de la frontière, ce qui réduit la longueur de la ligne à construire ;*
  - *il s’agit d’un poste à 735 kV qui offre une capacité suffisante pour permettre le raccordement d’une nouvelle interconnexion de 1 200 MW ;*

• il permet d'assurer la séparation géographique des interconnexions existantes et qui étaient planifiées, au moment de choisir le poste de raccordement. » [nous soulignons]

(ii) « Les solutions 1 et 2 sont essentiellement équivalentes d'un point de vue technique. Toutefois, la solution 1 est la solution la plus avantageuse du point de vue économique, car elle présente les coûts globaux actualisés les plus faibles (voir tableau 3).

De plus, elle est avantageuse du point de vue des impacts environnementaux et sociaux. En effet, elle évite la construction d'un nouveau poste à 735 kV et elle prévoit la construction d'une ligne à 320 kV à courant continu qui est moins imposante physiquement qu'une ligne à 735 kV à courant alternatif. L'impact visuel et l'emprise au sol de la solution 1 sont ainsi réduits.

(iii) Dans son complément de preuve le Transporteur mentionne :

## 2 Sensibilité à la valeur du facteur d'utilisation ( $F_U$ ) utilisé pour estimer l'écart d'énergie annuelle

- 1 Le facteur d'utilisation ( $F_U$ ) utilisé pour estimer l'écart d'énergie est de 0,9. Ce facteur est
- 2 calculé à partir de la valeur d'énergie maximale qu'il sera théoriquement possible de transiter
- 3 sur la ligne à 320 kV et de l'estimation de la quantité d'énergie qui sera effectivement transitée
- 4 sur la ligne à 320 kV.

5 
$$F_U = \frac{\text{Énergie transitée (estimation)}}{\text{Énergie maximale théorique}}$$

- 6 Un  $F_U$  de 0,9 correspond à un facteur de perte ( $F_P$ ) de 0,819 obtenu avec l'équation
- 7 polynomiale.

8 
$$F_P = 0,9 \times F_U^2 + 0,1 \times F_U$$

(iv) Le Transporteur présente l'analyse économique comparant les deux solutions envisagées. Pour la solution de la ligne à 320 kV, les pertes en énergie sont évaluées à 28,0 GWh de plus que celle de la ligne à 735 kV.

(v) Le Transporteur indique au tableau 2 un écart de 34,2 GWh pour les pertes en énergie entre les deux solutions en considérant un facteur d'utilisation de 0,9 et un facteur de perte de 0,9.

(vi) Le Transporteur indique au tableau 3 un écart de 34,2 GWh pour les pertes en énergie entre les deux solutions en considérant un facteur d'utilisation de 1,0 et un facteur de perte de 1,0.

**Demandes :**

- 7.1 Veuillez élaborer sur le besoin d'assurer la séparation géographique des interconnexions existantes et planifiées (références (i)), notamment en ce qui concerne le point de départ (poste) et le corridor utilisé.
- 7.2 Veuillez confirmer qu'un facteur d'utilisation de 0,9 (référence (iv)) a été employé pour obtenir les pertes électriques annuelles de 28 GWh (référence (v)). Sinon, veuillez expliquer.
- Veuillez également confirmer que pour obtenir les pertes électriques annuelles de 28 GWh mentionnées ci-dessus, durant 8 760 heures le Transporteur a utilisé une valeur de puissance constante de 90 % de la puissance théorique possible de transit sur la ligne 320 kV. Sinon, veuillez expliquer.
- 7.3 Le Transporteur indique au tableau 2 un écart de 34,2 GWh pour les pertes en énergie entre les deux solutions en considérant un facteur d'utilisation de 0,9 et un facteur de perte de 0,9 (référence (vi)). Le Transporteur indique au tableau 3 un écart de 34,2 GWh pour les pertes en énergie entre les deux solutions en considérant un facteur d'utilisation de 1,0 et un facteur de perte de 1,0 (référence(vii)). Veuillez expliquer les résultats identiques de 34,2 GWh. S'il y a lieu, veuillez présenter les nouveaux calculs et résultats.

- 8. Références :** (i) Pièce [B-0020](#), p. 19;  
(ii) Pièce [B-0020](#), p. 11 et 12.

**Préambule :**

(i) « *Les solutions 1 et 2 sont essentiellement équivalentes d'un point de vue technique. Toutefois, la solution 1 est la solution la plus avantageuse du point de vue économique, car elle présente les coûts globaux actualisés les plus faibles (voir tableau 3).*

*De plus, elle est avantageuse du point de vue des impacts environnementaux et sociaux. En effet, elle évite la construction d'un nouveau poste à 735 kV et elle prévoit la construction d'une ligne à 320 kV à courant continu qui est moins imposante physiquement qu'une ligne à 735 kV à courant alternatif. L'impact visuel et l'emprise au sol de la solution 1 sont ainsi réduits. »*

(ii) « Caractéristiques techniques de la ligne

*La ligne à 320 kV comporte un seul circuit constitué de deux pôles : un pôle positif et un pôle négatif. Chaque pôle est équipé de deux conducteurs composés de brins en aluminium A1 (1400A1) d'un diamètre de 48,7 mm. De plus, un câble de garde à fibres optiques de 22,9 mm de diamètre est installé sur la ligne ; il permet de protéger la ligne contre la foudre et d'acheminer les télécommunications.*

*La ligne à 320 kV compte quelque 322 pylônes, avec une portée moyenne d'environ 325 m. Une nouvelle famille de pylônes à armement vertical a été conçue spécifiquement pour ce Projet : les conducteurs sont situés d'un seul côté afin de réduire la largeur d'emprise à déboiser. Il s'agit de pylônes à treillis en acier autoportants dont la hauteur varie entre 29,7 m et 49,7 m ; ils sont illustrés à la figure 3. Des pylônes tubulaires en acier à armement vertical sont également utilisés sur environ 3 km près du secteur de Black Lake dans la ville de Thetford Mines.*

[...]

### Largeur d'emprise

*La largeur de l'emprise entretenue de la ligne à 320 kV sera de 43 m lorsque la ligne est seule dans un nouveau couloir. Lorsqu'elle est juxtaposée à un couloir de lignes existant, la servitude existante détenue par Hydro-Québec est suffisamment large pour accueillir une partie de l'emprise de la ligne à 320 kV et une largeur supplémentaire de servitude variant entre 10,6 et 25,0 m devra être acquise pour compléter l'emprise de la nouvelle ligne. La figure 4 présente les supports et les emprises types de la ligne à 320 kV, selon qu'elle est seule ou juxtaposée à un couloir de lignes existant. » [nous soulignons]*

### **Demandes :**

8.1 Veuillez élaborer sur les caractéristiques techniques de la ligne à 735 kV.

8.2 Veuillez élaborer sur la largeur d'emprise requise pour la ligne à 735 kV.

## **IMPACT TARIFAIRE**

- 9. Références :**
- (i) Pièce [B-0020](#), p. 25;
  - (ii) Pièce [B-0005](#), Annexe 7.

### **Préambule :**

(i) « *L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité, cette dernière étant présentée sous l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % du coût du Projet et du coût du capital prospectif, figurent à l'annexe 7. »*

(ii) Le Transporteur présente, à l'annexe 7, l'impact tarifaire du Projet selon 4 hypothèses :

- Impact tarifaire sur 20 ans (taux des charges d'entretien et exploitation (CEE) : 1,6 %);
- Impact tarifaire sur 20 ans – analyse de sensibilité (taux des CEE : 1,7 %);
- Impact tarifaire sur 60 ans (taux des CEE : 1,1 %);
- Impact tarifaire sur 60 ans – analyse de sensibilité (taux des CEE : 1,2 %).

**Demande :**

- 9.1 La Régie observe que le taux des CEE varie avec la durée de l'analyse d'impact tarifaire et en fonction du coût du capital prospectif. Veuillez expliquer les calculs du Transporteur pour évaluer les CEE annuels du Projet, en expliquant que ce taux varie selon la période considérée.