

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 CAVIARDÉE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR À L'AJOUT D'UN TRANSFORMATEUR  
AU POSTE DE LA MANICOUAGAN ET AU REMPLACEMENT DE TRANSFORMATEURS  
AU POSTE AUX OUTARDES-2 (LE PROJET)**

---

COÛTS DU PROJET

1. **Références :** (i) Pièce B-0023, sous pli confidentiel, p. 10 et 11, R3.2;  
(ii) Pièce [B-0004](#), p. 19, figure 4.

**Préambule :**

(i) « 3.2 Veuillez préciser si la différence de coûts de 1 M\$ (référence (ii)) « engendrés par le remplacement des transformateurs du poste aux Outardes-2 par des transformateurs de plus grande capacité » réfère :

[REDACTED]

*Veuillez ventiler ce différentiel, le cas échéant.*

Réponse : La différence de coûts de 1 M\$ réfère [REDACTED] » [nous soulignons]

(ii) Le Transporteur décrit, entre autres, l'attribution des coûts aux catégories sélectionnées pour le poste aux Outardes-2 :

« Méthode séquentielle

– Coûts en Maintien des actifs : Coût de remplacement des transformateurs du poste aux Outardes-2 par des transformateurs de puissance égale (170 MVA) (pérennité). (31,1 M\$)

– Coûts en Croissance des besoins de la clientèle : Différence entre le coût de remplacement des transformateurs élévateurs du poste aux Outardes-2 par des transformateurs d'une puissance plus élevée (205 MVA) et des transformateurs d'une puissance égale (1 M\$). » [nous soulignons]

**Demande :**

1.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle des transformateurs de 170 MVA et de 205 MVA ne seraient pas de mêmes dimensions et poids.

Dans l'affirmative, veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les coûts de construction (transport et installation, entre autres) de transformateurs de 170 MVA et de 205 MVA seraient, par conséquent et en toute logique, différents.

- Dans l'affirmative : veuillez fournir la différence de coûts entre la construction des transformateurs de 170 MVA et la construction de transformateurs de 205 MVA.



- Dans la négative, veuillez justifier.

### AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

2. **Références :** (i) Pièce [B-0006](#), Annexe 4, p. 4 à 7;  
(ii) Dossier R-4096-2019, [D-2010-041](#), p. 158, par. 616.

**Préambule :**

(i) Le Transporteur présente, dans l'analyse économique détaillée 2022-2038, les pertes électriques différentielles entre les deux solutions envisagées. Les pertes en énergie et en puissance indiquées sont de 9 080 MWh et 3 MW respectivement.

(ii) « [616] En conséquence, la Régie retient la Proposition finale du Transporteur quant aux analyses à fournir lors des prochains dossiers d'investissement, dès le dépôt initial de la preuve, selon les cas de figure suivants :

1) Advenant que le coût actualisé des pertes représente moins de la moitié de la différence de coûts entre les deux solutions les plus économiques avant la considération du coût des pertes électriques, seul le résultat de la formule polynomiale sera présenté, sans autre analyse.

2) Advenant que le coût actualisé des pertes le plus élevé représente plus de la moitié de la différence de coûts entre les deux solutions les plus économiques, une analyse de sensibilité à l'égard du facteur de charge utilisé dans cette formule sera présentée.

*Si cette analyse permet de montrer que le coût des pertes pourrait modifier le choix de la solution, le Transporteur présentera une analyse basée sur les 8 760 heures d'une année d'exploitation projetée.*

3) *Si le choix de la solution retenue est différent lorsque les coûts des pertes différentielles sont intégrés à l'analyse, le Transporteur présentera les résultats de l'analyse basée sur les 8 760 heures d'une année d'exploitation projetée. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez fournir le calcul détaillé des pertes électriques en énergie et en puissance en indiquant, entre autres, les paramètres de la formule polynomiale utilisés.
- 2.2 Veuillez fournir le calcul détaillé des pertes électriques différentielles en indiquant, entre autres, la référence des coûts en \$/MWh et en \$/MW utilisés dans l'analyse économique pour la solution 1.

**ENTENTE DE RACCORDEMENT**

3. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), *Entente de raccordement pour l'accroissement de puissance d'une centrale raccordée au réseau d'Hydro-Québec*, annexe II;
- (ii) Pièce [B-0004](#), p. 11, tableau 2.

**Préambule :**

(i) Le Transporteur énumère les normes, guides, codes et exigences techniques applicables au Projet :

A) *Exigences techniques pour la conception des nouveaux équipements*

- *EXIGENCES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT DE CENTRALES AU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC, (Juillet 2022)*
- *LIMITES D'ÉMISSION DE PERTURBATIONS DANS LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC (Juillet 2022)*

[...] [nous soulignons] »

(ii) «

**Tableau 2  
Calendrier de réalisation**

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Octobre 2021	Septembre 2022
Autorisation de la Régie de l'énergie	Janvier 2023	Juin 2023
Projet	Août 2023	Décembre 2027
Mises en service - Poste de la Manicouagan - Poste aux Outardes-2 - T22 - Poste aux Outardes-2 - T21 - Poste aux Outardes-2 - T23	-	Décembre 2025 Décembre 2025 Décembre 2026 Décembre 2027

»

**Demande :**

3.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les deux documents cités comme *Exigences techniques pour la conception des nouveaux équipements* (référence (i)), en vigueur depuis juillet 2022, sont bien appliqués au Projet même si la majeure partie de l'avant-projet s'est déroulée avant l'approbation de ces exigences techniques, soit d'octobre 2021 à septembre 2022 (référence (ii)).

**COUVERTURE DES COÛTS DE L'ACCROISSEMENT DE PUISSANCE**

4. **Références :** (i) Pièce [B-0020](#), p. 15, tableau R4.2;  
(ii) Pièce [B-0006](#), annexe 1.2, p. 4.

**Préambule :**

(i) «

**Tableau R4.2**  
**Revenus des conventions HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE**

Conventions de service	Années	Puissance (MW)	Taux de pertes <sup>3</sup>	Tarif (\$/kW/an)	Revenus annuels (M\$)
HQT-ON	2025 <sup>1</sup>	104	5,2%	71,38	7,8
	2026 à 2058 <sup>1</sup>	1 250	5,2%	71,38	93,9
	2059	1 042	5,2%	71,38	78,2
HQT-MASS	2025 <sup>1</sup>	100	5,2%	71,38	7,5
	2026 à 2043 <sup>1</sup>	1 200	5,2%	71,38	90,1
	2044	600	5,2%	71,38	45,1
HQT-NE	2025 <sup>1</sup>	100	5,2%	71,38	7,5
	2026 à 2043 <sup>1</sup>	1 200	5,2%	71,38	90,1
	2044	600	5,2%	71,38	45,1
Coût moyen pondéré du capital prospectif <sup>2</sup>			4,675%		

<sup>1</sup> Année 2025 comprend le mois de décembre qui correspond à la première mise en service prévue. Pour cette année et les suivantes les revenus sont estimés en fonction d'un tarif de 71,38 \$/kW/an selon les valeurs approuvées par la Régie dans la décision D-2022-063 et maintenues dans la décision D-2022-157.

<sup>2</sup> Coût moyen pondéré du capital prospectif (CMPC) autorisé par la Régie dans la décision D-2022-053.

<sup>3</sup> Taux de pertes spécifié à l'article 15.7 des *Tarifs et conditions* suivant la décision D-2022-157.

»

(ii) « En effet, à compter de la mise en service prévue en décembre 2025 du Projet, la valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée restante des conventions est de l'ordre de 1,6 G\$ pour HQT-ON, de 1,1 G\$ pour HQT-MASS et de 1,1 G\$ pour HQT-NE, pour un total de 3,8 G\$. » [note de bas de page omise]

Les conventions de service HQT-MASS et HQT-NE (2009-2044) prendront fin 15 ans avant la fin de la convention HQT-ON (2009-2059).

**Demande :**

4.1 Dans le contexte où la durée de la convention de service HQT-ON est plus longue que celle des conventions HQT-MASS et HQT-NE, veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle, les soldes résiduels de 1,1 G\$ des paiements à verser au Transporteur, à partir de décembre 2025, pour la durée restante de chacune des conventions de service HQT-MASS et HQT-NE, seraient considérés en priorité, d'ici 2044, pour la couverture des coûts :

- du Projet;
- d'éventuels projets futurs du Producteur pour le raccordement de nouvelles centrales, ou encore, pour l'accroissement de puissance à des centrales existantes.

Veuillez élaborer.