

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 CAVIARDÉE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR LIÉE À L'AJOUT D'UN TRANSFORMATEUR  
AU POSTE DE LA MANICOUAGAN ET AU REMPLACEMENT DE TRANSFORMATEURS  
AU POSTE AUX OUTARDES-2 (LE PROJET)**

---

INTRODUCTION

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 17.

**Préambule :**

(i) « À cette étape de la demande d'autorisation de la Régie, le Transporteur précise qu'afin de respecter l'échéancier des travaux, il doit entreprendre dès à présent certaines activités d'ingénierie indispensables, notamment la précision des documents qui seront déposés au soutien des futurs appels d'offres visant l'approvisionnement de matériel nécessaire à la réalisation du Projet. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités similaires à celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées. » [nous soulignons]

(ii) « Le Transporteur souligne que l'approvisionnement est généralement réalisé par le biais d'appels d'offres et de soumissions. Le respect des directives en place en cette matière garantit une gestion efficace, équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients du Transporteur. Finalement, il souligne en outre qu'Hydro-Québec déploie tous les efforts requis et agit avec la plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts. » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez fournir la date prévue pour le lancement des appels d'offres visant « l'approvisionnement de matériel nécessaire à la réalisation du Projet » (référence (i)).
- 1.2 Veuillez fournir le coût des « activités d'ingénierie indispensables » déjà entreprises par le Transporteur (références (i) et (ii)).

## DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

- 2. Références :**
- (i) Dossier R-3893-2014, décision [D-2014-168](#), p. 8, par. 26;
  - (ii) Dossier R-4167-2021, pièce [B-0069](#), p. 8, tableau 1;
  - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 7;
  - (iv) Pièce [B-0004](#), p. 9;
  - (v) Pièce [B-0004](#), p. 11 et 12.

### Préambule :

(i) La décision D-2014-168 précise ce qui suit à l'égard de la description du projet relatif au remplacement des transformateurs de puissance à 735-315 kV au poste de la Manicouagan :

« [26] Le Projet consiste principalement à remplacer les quatre transformateurs de 510 MVA, soit douze cuves monophasées de 170 MVA, par deux nouveaux transformateurs de puissance à 735-315 kV de 1 650 MVA, soit six cuves monophasées de 550 MVA. À la suite de la réalisation du Projet, la capacité ferme de transformation en hiver du poste de la Manicouagan sera portée de 1 760 MVA à 2 013 MVA. » [nous soulignons]

(ii) Les données suivantes sont extraites du tableau présentant l'état de transformation des postes du réseau principal prévue à la pointe d'hiver 2020-2021 et à la pointe d'été 2021 :

«

**Tableau 1**  
**État de la transformation des postes du réseau principal**  
**prévu à la pointe d'hiver 2020-2021 et à la pointe d'été 2021**

Postes et tensions (kV)	Capacité de transformation (MVA)			Hiver – Transit (MVA)	Hiver – Capacité ferme (MVA)	Hiver – Transit post-évén. (MVA)	Été – Transit (MVA)	Été – Capacité ferme (MVA)	Été – Transit post-évén. (MVA)
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été						
Manicouagan 735/315	1 de 510 + 2 de 1650	5334	3810	2023	2804	2023	713	2003	695

»

[nous surlignons]

(iii) Le Transporteur soumet ce qui suit concernant le poste de la Manicouagan :

« [...]. La capacité de transformation de 2 013 MVA<sup>4</sup> du poste est insuffisante pour l'intégration de puissance additionnelle de la centrale aux Outardes-2 demandé par le Producteur. » [nous soulignons]

Avec la note de bas de page suivante :

« <sup>4</sup>Cette capacité est définie en considérant la capacité nominale des transformateurs de 1 650 MVA et en tenant compte d'un facteur de surcharge en hiver. » [nous soulignons]

(iv) Le Transporteur soumet ce qui suit concernant la description des travaux au poste de la Manicouagan :

*« Les travaux au poste de la Manicouagan consistent en l'ajout d'un transformateur de puissance à 735-315 kV de 1 650 MVA, d'un disjoncteur de barre à 735 kV et de trois inductances au neutre des transformateurs de puissance. [...] » [nous soulignons]*

(v) Le Transporteur soumet ce qui suit concernant la justification du Projet en lien avec les objectifs :

*« [...] De plus, l'ajout d'un troisième transformateur en parallèle implique une augmentation du niveau de court-circuit et provoque le dépassement de la capacité de coupure des disjoncteurs à 315 kV. Par conséquent, l'ajout d'inductances de neutre sur le nouveau transformateur ainsi que sur les deux transformateurs existants est nécessaire afin d'abaisser le niveau de court-circuit à un niveau acceptable.*

[...]

*Le Transporteur dépose en annexe de la présente pièce les documents suivants :*

- *Annexe 2 : Schémas unifilaires du poste de la Manicouagan et du poste aux 2 Outardes-2;*
- *Annexe 3 : Liste des principales normes techniques appliquées au Projet. [...] » [nous soulignons]*

### **Demandes :**

- 2.1 Veuillez confirmer que la capacité de 2 013 MVA (référence (iii)) correspond à la capacité ferme de transformation en hiver du poste de la Manicouagan (référence (i)).
- 2.2 Veuillez concilier la capacité de 2 013 MVA (référence (iii)) et la capacité ferme de transformation en hiver du poste de la Manicouagan de 2 804 MVA (référence (ii)).
- 2.3 Veuillez fournir les détails de calculs des capacités fermes de transformation en hiver et en été du poste de la Manicouagan en justifiant le choix du facteur de surcharge.
- 2.4 Veuillez fournir les nouvelles valeurs des capacités fermes de transformation en hiver et en été du poste de la Manicouagan à la suite de l'ajout du transformateur à 735-315 kV de 1 650 MVA (référence (iv)).
- 2.5 Veuillez fournir la capacité des inductances de neutre à ajouter sur les trois transformateurs du poste de la Manicouagan (référence (iv)).
- 2.6 Veuillez expliquer pourquoi les inductances de neutre n'ont pas été installées depuis 2014 sur les deux transformateurs existants du poste de la Manicouagan, puisque l'ajout de ces inductances sur le nouveau transformateur ainsi que sur les deux transformateurs existants est nécessaire afin d'abaisser le niveau de court-circuit à un niveau acceptable (référence (v)).

2.7 Veuillez compléter les schémas unifilaires relatifs au Projet en fournissant également les schémas unifilaires d'exploitation comprenant les caractéristiques de tous les équipements électriques (référence (v)).

## COÛTS DU PROJET

3. **Références :**
- (i) Dossier R-4167-2021, pièce [B-0021](#), p. 31, annexe 3;
  - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 15 et 20;
  - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 6;
  - (iv) Site [d'Hydro-Québec](#), Planification - projet pour l'énergie de demain.

### Préambule :

(i) Le tableau ci-dessous présente les principaux projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2022 :

«

	Date estimée de MES	Année prévue du dépôt à la Régie	Coût estimé du projet (M\$)
<b>2.1 Intégration de production et Interconnexions</b>			<b>360</b>
12 Accroissement de puissance - René-Lévesque (Manic-3)	2028-2030	2023	200
13 Accroissement de puissance - Outardes-2	2025-2026	2023	160

»

[nous surlignons]

(ii) Le Transporteur soumet ce qui suit à l'égard du coût du Projet :

« *Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 92,5 M\$.*

[...]

*Les coûts de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle », de l'ordre de 61,4 M\$ soit 66,4 % du coût total du Projet, sont requis pour répondre à une demande du Producteur pour accroître la puissance installée de la centrale aux Outardes-2. Ils correspondent à la totalité des coûts des travaux requis au poste de la Manicouagan (60,4 M\$) et à la différence de coûts engendrés par le remplacement des transformateurs du poste aux Outardes-2 par des transformateurs de plus grande capacité, soit 1 M\$. »* [nous soulignons]

(iii) Le Transporteur soumet ce qui suit à l'égard de la demande du Producteur :

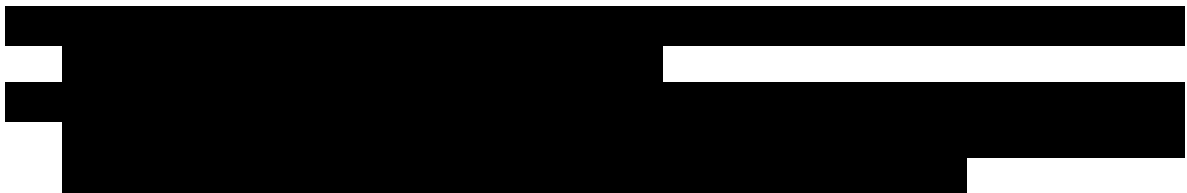
*« La centrale aux Outardes-2, appartenant à Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »), a été mise en service en 1978. Cette centrale, située sur la rivière aux Outardes dans la région administrative de la Côte-Nord, est composée de trois groupes turbine-alternateur totalisant une puissance installée de 523 MW. En juin 2019, le Producteur a déposé une demande d'étude d'intégration de puissance additionnelle de 94 MW dans le cadre d'un projet de réfection de la centrale. [...] » [nous soulignons]*

(iv) L'information ci-dessous est présentée sur le site d'Hydro-Québec :

*« [...] Dans le contexte de son initiative d'augmentation de la puissance des centrales existantes, Hydro-Québec entreprend actuellement un projet de remplacement des groupes turbine alternateur de la centrale par de nouveaux groupes plus performants. Le scénario à l'étude prévoit un gain de 30 MW par groupe, soit un total de 90 MW supplémentaires. [...] » [nous soulignons]*

#### **Demandes :**

- 3.1 Veuillez justifier la différence entre le coût du Projet anticipé dans la cadre du dossier tarifaire R-4167-2021 (référence (i)), soit 160 M\$, et le coût du Projet de 92,5 M\$ présenté dans le présent dossier (référence (ii)).
- 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 :



Veuillez ventiler ce différentiel, le cas échéant.

- 3.3 Veuillez expliquer la différence entre la valeur de la puissance additionnelle à la centrale aux Outardes-2 indiquée dans le présent dossier (référence (iii)) et celle indiquée sur le site d'Hydro-Québec (référence (iv)), considérant que cette différence a un impact sur le calcul de l'allocation maximale du Transporteur et de la contribution du Producteur.

## COUVERTURE DES COÛTS DE L'ACCROISSEMENT DE PUISSANCE

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 3 et 4;
  - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 4;
  - (iii) Pièce [B-0006](#), p. 4, note de bas de page 6;
  - (iv) Pièce [B-0006](#), p. 4;
  - (v) Pièce [B-0006](#), p. 3, notes de bas de page 2 et 3;
  - (vi) Dossier R-3959-2016, pièce [C-HQP-0041](#), p. 7, note de bas de page 22;
  - (vii) Dossier R-3757-2011, décision [D-2011-083 Motifs](#), p. 46, par. 79.

### Préambule :

(i) « À l'article 6.1 de l'Entente, le Producteur prend un engagement afin que le Transporteur puisse recouvrer les coûts assumés dans la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » jusqu'à concurrence du montant maximal applicable de 57,3 M\$ (94 MW multipliés par 610 \$/kW), majorés des coûts d'exploitation et d'entretien (« CEE ») ainsi que de la taxe sur les services publics (« TSP »). À cette fin, il se prévaut de ses droits acquis aux conditions décrites à l'article 12A.2 i) et selon les modalités de l'article 44.2 des Tarifs et conditions. » [notes de bas de page omises]

[...]

Par conséquent, le Producteur peut utiliser les revenus des trois conventions suivantes pour le service ferme de transport à long terme afin de couvrir des projets de raccordement de nouvelles centrales, y incluant des projets d'accroissement de puissance à des centrales existantes :

- la convention de service de transport ferme à long terme de point à point HQT-ON prenant effet en 2009 pour une période de 50 ans ;
- les conventions de service de transport ferme à long terme de point à point HQT-MASS et HQT-NE prenant effet en 2009 pour une période de 35 ans chacune. »

(ii) « Le Transporteur mentionne que les revenus provenant des trois conventions précitées, depuis leur entrée en vigueur et jusqu'à la mise en service du Projet, contribuent à la couverture des coûts des projets antérieurs autorisés par la Régie. Malgré ces projets antérieurs, dont les coûts sont couverts par les trois conventions, les revenus futurs actualisés permettent de couvrir les coûts visés du Projet comme présenté ci-dessous. » [note de bas de page omise]

(iii) « Les coûts actuels des projets à couvrir depuis 2009 par les trois conventions sont les suivants : interconnexion avec l'Ontario et ligne à 315 kV Chénier-Outaouais : 734,1 M\$ ; centrales de l'Eastmain 1-A et de la Sarcelle : 177,1 M\$ ; ajouts et modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions MASS et NE : 116,3 M\$ ; accroissement de puissance à la centrale Jean-Lesage : 2,3 M\$ ; complexe de la Romaine : 1 099,1 M\$ ; centrale Gabrielle-Bodis : 2,5 M\$ ; centrale Robert A.-Boyd : 1,2 M\$. » [nous soulignons]

(iv) « 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]

(v) Les notes de bas de page 2 et 3 font référence à la décision D-2017-102 rendue dans le cadre du dossier R-3959-2016.

(vi) « Voir, à cet effet, la reproduction, au paragraphe 79 de la décision D-2011-083 (pièce B-0032), de la réponse R 14.2 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie dans le dossier R-3757-2011 ».

(vii) « [...] »

**Le Transporteur présente au tableau suivant les paramètres économiques et financiers.**

**Tableau 14.2**

Conventions de service	Années	Puissance (MW)	Taux de pertes	Tarif (\$/kW/an)	Revenus Annuels (M\$)
<b>HQT-ON</b>	2009	164	5,3 %	72,00	12,4
	2010	949	5,3 %	75,25	75,2
	2011 à 2058 <sup>1</sup>	1 250	5,4 %	72,45	95,5
	2059	1 042	5,4 %	72,45	79,6
<b>HQT-MASS</b>	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 <sup>1</sup>	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
<b>HQT-NE (sic)</b>	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 <sup>1</sup>	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
Coût moyen pondéré du capital prospectif <sup>2</sup>			5,950 %		

<sup>1</sup>Pour les années 2011 et suivantes, les revenus sont estimés en fonction d'un tarif de 72,45 \$/kW/an selon la demande R-3738-2010, pièce HQT-12, Document 1.2.

<sup>2</sup>Coût moyen pondéré du capital prospectif autorisé par la régie dans la décision D-2011-039.

»

## **Demandes :**

4.1 Veuillez fournir un tableau récapitulatif des coûts des différents projets énumérés à la référence (iii), en précisant, pour chaque projet : la puissance correspondante (MW), le coût total du projet, les coûts assumés par le Transporteur incluant les CEE et la TSP (référence (i)) couverts par les revenus provenant des trois conventions (référence (i)), les années pour lesquelles les revenus provenant des trois conventions ont couvert et continueront de couvrir les coûts du projet assumés par le Transporteur.

4.2 Veuillez fournir, en l'expliquant, le calcul de la valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur (référence (i)), soit 3,8 G\$ (référence (iv)) pour la durée restante de chacune des trois conventions HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE, à compter de décembre 2025, en fournissant un chiffrier Excel incluant :

- les formules utilisées;
- les hypothèses utilisées comme, par exemple, le taux d'actualisation, le tarif de transport et le taux de pertes;
- les revenus annuels associés à chacune des trois conventions sur leurs durées respectives;
- les coûts des différents projets (référence (iii)) couverts par les revenus des trois conventions HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE, sur une base annuelle, le cas échéant;
- le solde des revenus annuels anticipé après que les coûts du Projet aient été couverts par les revenus provenant des trois conventions.

4.3 La Régie constate que les revenus annuels suivants sont différents alors qu'ils sont calculés à partir de paramètres identiques (puissance de 1 250 MW, taux de pertes de 5,4 % et tarif de 72,45 \$/kW/an) (référence (vii)) :

- HQT-ON, de 2011 à 2058 : 95,5 M\$ par année;
- HQT-MASS et HQT-NE, de 2011 à 2043 : 91,6 M\$ par année.

Veillez justifier. Le cas échéant, veuillez fournir le tableau de la référence (vii) modifié en conséquence.