

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3712-2009

HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT  
Demanderesse

*Et*

RNCREQ

Intéressé

---

DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (LE TRANSPORTEUR) AFIN D'OBTENIR L'AUTORISATION REQUISE POUR L'ACQUISITION ET LA CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DESTINÉS AU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ - PROJET DU TRANSPORTEUR VISANT LE REMPLACEMENT DES COMPENSATEURS STATIQUES AU POSTE DE LA NÉMISCAU

---

## OBSERVATIONS ÉCRITES

Regroupement national des Conseils  
régionaux de l'environnement du Québec  
(RNCREQ)

12 décembre 2009

## **Motifs d'intervention du RNCREQ**

Par son intervention, le RNCREQ veut s'assurer que le projet a été planifié et se réalisera, le cas échéant, dans le respect des principes de développement durable. Dans le cas précis de ce projet, le RNCREQ identifie certains enjeux qui nécessitent une analyse à l'égard du développement durable, notamment en ce qui a trait à l'équité sociale. L'analyse porte sur les trois aspects suivants :

- la justification du projet afin de s'assurer que le projet est bien dimensionner en fonction des besoins actuels et futurs en prenant en considération notamment l'ajout de nouvelles centrales;
- le choix de la solution afin de s'assurer qu'une attention particulière a été accordée à la solution qui est la plus efficace sur le plan énergétique;
- le partage des coûts du projet afin de s'assurer que ceux-ci sont répartis équitablement entre tous les clients du Transporteur.

Conformément avec l'avis public de la Régie du 18 novembre 2009 invitant les intéressés à présenter leurs observations écrites avant le 11 décembre, le RNCREQ soumet ses commentaires concernant la requête ci-haut mentionnée.

## **Introduction**

Par la présente demande, le Transporteur vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie afin de construire les immeubles et les actifs requis pour le remplacement des deux compensateurs statiques (les « CLC ») au poste de la Nemiscau.

Essentiellement, le projet, dont le coût total s'élève à 71,8 M\$, s'inscrit dans la catégorie d'investissements «maintien des actifs» et est rendu nécessaire afin d'assurer la pérennité de l'installation. La mise en service pour le premier CLC est prévue pour le mois de décembre 2012 alors que celle du deuxième CLC est prévue en décembre 2013<sup>1</sup>.

Le Transporteur mentionne que les deux CLC datent de 1980 et ont fait l'objet de nombreux déclenchements par le passé. Il ajoute que compte tenu des problèmes de conception des systèmes de refroidissement, les CLC sont

---

<sup>1</sup> HQT-1, document 1, page 5

difficilement exploitables lorsque la température ambiante dépasse 30 °C. Enfin, le Transporteur souligne que l'arrêt d'un CLC entraîne des limitations de transit de l'ordre de 500 MW.<sup>2</sup>

Chaque CLC permet un ajustement dynamique de la puissance dans une plage de puissance variant entre -100 et +300 Mvar.<sup>3</sup>

Il s'agit donc essentiellement de remplacer les équipements existants par des équipements semblables au coût de 71 756 k\$ en dollars de réalisation.

## Justification du projet

Pour le RNCREQ, le présent dossier nécessite l'analyse du respect de trois principes enchâssés dans la Loi sur le développement durable :

**6.** Afin de mieux intégrer la recherche d'un développement durable dans ses sphères d'intervention, l'Administration prend en compte dans le cadre de ses différentes actions l'ensemble des principes suivants:

[...]

b) «*équité et solidarité sociales*»: les actions de développement doivent être entreprises dans un souci d'équité intra et intergénérationnelle ainsi que d'éthique et de solidarité sociales;

[...]

d) «*efficacité économique*»: l'économie du Québec et de ses régions doit être performante, porteuse d'innovation et d'une prospérité économique favorable au progrès social et respectueuse de l'environnement;

[...]

n) «*production et consommation responsables*»: des changements doivent être apportés dans les modes de production et de consommation en vue de rendre ces dernières plus viables et plus responsables sur les plans social et environnemental, entre autres par l'adoption d'une approche d'écoefficiente, qui évite le gaspillage et qui optimise l'utilisation des ressources;

Ainsi, en termes de développement durable, il importe d'assurer que l'ajout ou le remplacement d'équipement soit pleinement justifié considérant l'impact que cela peut avoir sur les ressources et sur l'efficacité économique. En outre, l'imputation

---

<sup>2</sup> *Ibid*, page 8

<sup>3</sup> *Ibid*, page 11

des coûts d'investissement dans le temps et entre les catégories de bénéficiaires a aussi des impacts en terme d'équité intra et intergénérationnelle.

De façon générale, les CLC ont pour tâche principale d'assurer la stabilité du contrôle de la tension du réseau. Plus spécifiquement, ils servent à :

- Contrôler les fluctuations lentes de la tension associées aux variations normales des conditions d'exploitation du réseau (par exemple, les variations quotidiennes, hebdomadaires et annuelles de la demande) ; et
- Assurer le soutien et le rétablissement de la tension pendant et après les défauts et autres événements qui mettent à l'épreuve la stabilité du réseau.<sup>4</sup>

Selon le Transporteur, ses analyses démontrent que tous les compensateurs statiques (CS) et CLC du réseau doivent être conservés pour assurer sa stabilité et le respect de ses critères de conception, à l'exception du CLC du poste Rimouski. Ces mêmes analyses recommandent le remplacement des principales composantes des CLC du poste de la Nemiscau, à l'exception des transformateurs de puissance et des bâtiments, tout en conservant une topologie du système similaire à la présente<sup>5</sup>.

Toutefois, le Transporteur ne dépose aucune de ces analyses.

Comme mentionné plus haut, les CLC de la Nemiscau ont été installés en 1980 et, depuis ce temps, ils ont contribué au soutien et au contrôle de la tension dans cette partie du réseau en rendant disponible de l'énergie réactive dans une plage de -110 à +300 Mvars.

Le RNCREQ souligne que le réseau a été modifié de façon importante depuis l'installation de ces CLC, notamment par l'addition de nouvelles centrales.

En effet, depuis avril 2007, le réseau peut compter sur l'apport de la centrale EM-1 d'une capacité de 480 MW<sup>6</sup>, et il est prévu la mise en service à partir de juillet 2011 de la centrale EM-1A d'une capacité de 800 MW et de la centrale La Sarcelle d'une capacité de 150 MW<sup>7</sup>. Pour intégrer la production de ces centrales, une nouvelle ligne à 315 kV d'une longueur de 59 km est construite entre le poste de départ d'Eastmain-1 et le poste de la Nemiscau. La nouvelle ligne comprend deux circuits à 315 kV et chacun des circuits de la ligne est constitué de trois faisceaux de deux conducteurs de 1354 MCM<sup>8</sup>.

---

<sup>4</sup> *Ibid*, page 15

<sup>5</sup> *Ibid*, page 10

<sup>6</sup> Site internet du Producteur

<sup>7</sup> R-3674, HQT-2, document 1, pages 5 et 6

<sup>8</sup> R-3527 HQT-5, document 1, page 8

Il s'agit donc de nouvelles capacités de production totalisant 1430 MW. En supposant que chacune de ces centrales peut fonctionner à un facteur de puissance de plus ou moins 90%, elles peuvent contribuer au contrôle de la tension de cette partie du réseau en fournissant ou absorbant plus de 600 Mvars, soit une quantité d'énergie réactive comparable à celle fournie par les CLC de la Némiscau.

Dans ce contexte, il y a lieu d'examiner dans quelle mesure la présence de cette nouvelle production modifie le besoin d'énergie réactive pour le contrôle de la tension de cette partie du réseau du Transporteur.

La preuve du Transporteur ne traite aucunement de l'apport de ces nouvelles centrales.

**Considérant ce qui précède, le RNCREQ recommande que le Transporteur dépose les analyses qui démontrent que tous les équipements faisant l'objet de la demande actuelle sont requis même suite à la mise en service des centrales Eastmain 1, Eastmain 1A et La Sarcelle.**

## **Choix de la solution**

Dans une perspective de développement durable, une solution **plus efficace** sur le plan énergétique et **comparable** sur le plan économique doit être privilégiée et tous les efforts doivent être faits pour la réaliser.

Dans une situation où un écart de coût subsiste qui favorise l'option la plus économique au détriment de l'option la plus efficace du point de vue énergétique, il faut examiner les moyens qui permettraient de réduire les coûts économiques de cette dernière et réduire l'écart par rapport à l'option la plus économique. Évidemment, la prise en compte du développement durable exige de considérer tous les facteurs, notamment les investissements et les pertes encourues durant la vie utile des équipements (considérant les impacts de ce choix sur la préservation des ressources).

Le RNCREQ comprend que la solution 3 envisagée par le Transporteur est celle que celui-ci considère comme la plus intéressante sur le plan technique (utilisation de technologie la plus récente), d'ailleurs le Transporteur mentionne qu'elle atteint pleinement ses objectifs. De plus, elle permet une réduction importante des pertes électriques.

Par contre elle n'est pas retenue parce qu'elle présente un coût total actualisé plus élevé que la solution 1 (écart d'environ 10%), même en tenant compte du coût des pertes électriques supplémentaires engendrées par cette dernière. Le Transporteur estime que les pertes électriques ne justifient pas l'investissement initial supérieur de la solution 3.<sup>9</sup>

Dans la description de la solution 3, le Transporteur mentionne notamment qu'« afin d'éviter l'arrêt prolongé des CLC pendant la période de construction, les nouveaux CLC seraient construits sur un emplacement différent des CLC actuels, ce qui nécessiterait l'agrandissement des limites du poste ».<sup>10</sup>

Dans le but de vérifier s'il serait possible de réduire le coût de la solution 3, qui est la solution la plus efficace sur le plan énergétique, le RNCREQ suggère à la Régie que soit examiné l'impact des effets d'un arrêt prolongé des CLC.

Notamment, le RNCREQ estime qu'il serait utile de définir ce que le Transporteur entend par *un arrêt prolongé*, et de préciser les conséquences d'un tel arrêt sur les revenus du Transporteur. Selon la compréhension du RNCREQ, il en résulterait une restriction de la capacité de transport dans cette partie du réseau, mais comme la capacité maximale n'est pas requise en permanence durant toutes les heures de l'année, les effets ne sont pas nécessairement majeurs, d'autant plus qu'ils seront temporaires.

**Le RNCREQ est d'avis qu'il convient d'examiner si le retrait de cette contrainte permet de réduire le coût de la solution 3, qui est la plus intéressante sur le plan énergétique, et si cette réduction est suffisante pour rendre cette solution intéressante sur le plan économique.**

Par ailleurs, le Transporteur mentionne que, pour la solution 3, les bâtiments seraient également remplacés<sup>11</sup> mais il ne présente aucune explication à ce sujet. Selon le RNCREQ, il est nécessaire de justifier le remplacement des bâtiments car il apparaît que c'est un élément important qui contribue à augmenter le coût la solution 3

**Le RNCREQ considère que cet exercice est nécessaire en vue de s'assurer qu'il est bien justifié de ne pas retenir la solution la plus efficace sur le plan énergétique.**

---

<sup>9</sup> HQT-1, document 1, page 20

<sup>10</sup> *Ibid*, page 20

<sup>11</sup> HQT-1, document 1, page 20

## Partage des coûts

L'analyse économique présentée au tableau 4 montre que les coûts globaux en dollars actualisés de 2009 s'élèvent à 91,1 M\$ en considérant les valeurs résiduelles et les taxes sur les services publics. Le montant des investissements s'élève à 71,55 M\$ et le coût correspondant au différentiel de pertes électriques entre cette solution et les deux autres solutions étudiées s'élève à 27,16 M\$. La solution retenue est celle qui est la moins efficace sur le plan énergétique, mais le coût des pertes résultant de la mise en place de cette solution n'est pas suffisant pour compenser le coût supplémentaire des investissements des deux autres solutions examinées<sup>12</sup>.

Cette situation est semblable à celle décrite dans le dossier R-3646 où la solution retenue était également celle qui présentait des pertes électriques les plus élevées.

Dans ce dossier, il a été reconnu que le coût résultant du différentiel de pertes électriques est assumé par le Distributeur comme le mentionne l'extrait suivant d'une demande de renseignements de la Régie.

*2.1. Veuillez indiquer si le coût du différentiel de pertes est assumé par le client qui demande l'ajout au réseau, par le Transporteur ou par le Distributeur.*

***R2.1 Le coût du différentiel de pertes associé à ces deux scénarios d'ajout au réseau est assumé par le Distributeur. En effet, les pertes associées au service de transport point à point sont compensées par le client utilisateur de ce service selon un taux fixe de 5,2 % qui est établi dans les Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (les « Tarifs et conditions ») du Transporteur.***

***Le Transporteur souligne que les pertes réelles sont tributaires de l'utilisation et de la configuration du réseau. Ainsi, les écarts positifs et négatifs entre les pertes réelles et le taux de perte fixe sont fournis par le Distributeur. Aussi, toute optimisation du scénario d'ajout au réseau visant à réduire les pertes réelles est bénéfique au Distributeur.***<sup>13</sup>

Dans le cas du présent dossier, il en résulte que la valeur des investissements est incluse en totalité dans la base de tarification, donc dans les revenus requis du Transporteur, et sera assumée par l'ensemble de ses clients. Par contre, le coût du différentiel des pertes électriques, correspondant à 30% des coûts

---

<sup>12</sup> HQT-1, document 1, page 22

<sup>13</sup> R-3646-2007, HQT-15, document 1, pages 3 et 4

globaux actualisés, sera assumé en totalité par le Distributeur durant la durée de vie des équipements.

Le RNCREQ s'interroge sur l'équité sociale de cette répartition.

Dans sa décision concernant le projet R-3646-2007, la Régie demande que ce sujet soit traité dans une cause tarifaire.

*Quant à la responsabilité du paiement du coût des pertes différentielles, la Régie retient la suggestion de l'AQCIE/CIFQ, à savoir que cette question mérite un examen plus approfondi. Elle demande au Transporteur de soumettre, lors d'un prochain dossier tarifaire, une analyse afin de traiter de la question d'un coût différentiel de pertes découlant du choix d'une solution pouvant être assumé par un tiers, en l'occurrence ici le Distributeur.<sup>14</sup>*

À cet effet, le dossier tarifaire R3669-2008 a abordé le sujet des pertes électriques selon les aspects suivants :

- coût des pertes de transport selon les Tarifs et conditions ;
- coût des pertes de transport selon l'OATT de la FERC ;
- utilisation des pertes de transport comme critère de choix d'une variante de projet.<sup>15</sup>

Suite à son analyse, le Transporteur conclut :

*L'utilisation d'un taux de pertes électriques moyen pour la facturation des services de transport de point à point et la fourniture par ces clients des pertes sur le réseau constitue une méthode simple et efficace pour répartir entre tous les utilisateurs le fardeau des pertes électriques sur le réseau, en fonction de l'utilisation de chacun. Il s'agit d'une méthode de type timbre-poste, compatible avec la tarification des services de transport approuvée par la Régie.*

*Cette méthode est préconisée dans l'OATT de la FERC et elle est la méthode la plus généralement appliquée en Amérique du Nord, à l'exception des réseaux qui exploitent un marché horaire de l'électricité dans une approche de type LBMP.*

*Le Transporteur soumet que le maintien de l'approche actuelle est justifié car il correspond à la pratique usuelle de l'OATT de la FERC et qu'aucun facteur d'importance ne justifie la modification de cette approche actuellement.<sup>16</sup>*

---

<sup>14</sup> D-2008-030, pages 9 et 10

<sup>15</sup> R-3669-2008, HQT-10, document 6, page 3

<sup>16</sup> R-3669-2008, HQT-10, document 6, page 9

Selon le RNCREQ, *la question d'un coût différentiel de pertes découlant du choix d'une solution pouvant être assumé par un tiers, en l'occurrence ici le Distributeur n'a pas été abordé.*

**En conséquence, le RNCREQ recommande que cette question soit abordée dans un prochain dossier tarifaire.**