

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3947-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

**PLAN D'ARGUMENTATION DE LA DIRECTION – CONTRÔLE DES MOUVEMENTS
D'ÉNERGIE D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ DANS SES FONCTIONS DE COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ
AU QUÉBEC (LE COORDONNATEUR)**

A. INTRODUCTION

1. Conséquences des décisions D-2016-119 et D-2016-138 :

- Les normes CIP ont été jugées pertinentes :

[46] La Régie s'est déjà prononcée sur l'importance qu'elle accorde à cette famille de normes, qui a pour objectif la sécurité des infrastructures cybernétiques et qui sont essentiels à la fiabilité du transport d'électricité au Québec. Dans cette perspective, la Régie est d'avis que l'intérêt public commande l'adoption des normes de fiabilité dont l'objectif est de protéger le système de production-transport d'électricité contre des actes malveillants et d'en assurer l'application sans tarder.

- L'entrée en vigueur des normes CIP sera être rapide :

[61] la Régie est d'avis que la proposition du Coordonnateur est raisonnable en ce qu'elle favorise une implantation rapide des normes CIP pour les entités et installations préalablement identifiées comme étant visées par la version 1 de ces normes CIP, qu'elle a adoptée, tout en priorisant l'application de ces normes aux installations à impact « élevé » ou « moyen » en matière de fiabilité du système de production-transport

d'électricité. De plus, elle accorde un délai suffisant aux entités et installations nouvellement visées par les normes CIP pour s'y conformer.

2. Objectifs des normes CIP

- Les normes CIP prescrivent la mise en place de mesures de sécurité physiques et cybernétiques pour réduire les vulnérabilités des entités et du réseau de transport, évidemment sans garantie d'immunité.
 - Consensus sur la question : témoignage d'AESI (n.s. Huis clos 2, vol. 2, page 164(18) à 165(1).
 - Les normes CIP focalisent sur les impacts sur la fiabilité et sur la gestion des risques, incluse dans l'ensemble des normes CIP, plutôt que sur une analyse des probabilités de défaillances électriques. Les normes CIP considèrent la survenance de cas exceptionnels et non simplement d'exploitation normale.
 - Témoignage de Philippe Labrosse (n.s. Huis clos 2, vol. 1, page 72(5) à 74(11);
 - Témoignage d'AESI (n.s. Huis clos 2, vol. 2, page 163(9) à 164(3);
 - Le Coordonnateur n'adhère pas à l'argument soulevé par AESI ayant trait à la faible probabilité d'occurrence d'attaques cybernétiques. Que la probabilité soit forte ou faible, l'impact serait très important pour la fiabilité.
 - Vision de AESI : n.s. Huis clos 2, vol. 2, page 164(7) à 165(22);
 - Contraste avec la décision D-2016-119 et la preuve à son soutien.
3. RTA présente une demande spécifique de classification de son centre de contrôle à titre d'élément ayant un « impact faible » sur la fiabilité, bien que l'application du critère 2.11 de la norme CIP-002-5.1 résulte en un « impact moyen ». RTA demande également la reconnaissance d'un concept d'injection nette applicable aux producteurs à vocation industrielle.

B. LES CARACTÉRISTIQUES DISTINCTIVES DU QUÉBEC

1. Les caractéristiques réglementaires

- a. Le *Réseau de transport principal* québécois en comparaison du *Bulk electric System* américain

Réseau de transport principal	Bulk Electric System
Défini au Glossaire adopté par la Régie :	Défini au Glossaire de la NERC :
Réseau de transport composé des appareils et des lignes transportant	<ul style="list-style-type: none">▪ Critère de type « Brightline » de 100 kV

<p>généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des paramètres de fiabilité :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Maintien de l'équilibre offre/demande; ▪ Réglage de la fréquence; ▪ Maintien des réserves d'exploitation; ▪ Réglage de la tension du réseau et des interconnexions; ▪ Maintien du transit dans les limites d'exploitation; ▪ Coordination et supervision des transactions ▪ d'échanges; ▪ Supervision des automatismes de réseau; ▪ Remise en charge du réseau. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 5 inclusions spécifiques ▪ 4 exclusions spécifiques ▪ Processus d'exception à la demande d'une entité
<p>Seuil de 50 (75) MVA, mais de 300 MVA pour les normes CIP</p>	<p>Seuil général de 75 MVA</p>
<p>Ajustements au Registre possibles par la Régie</p>	<p>Ajustements obtenus par les inclusions, exclusions et par le processus d'exception</p>

- Témoignage de Sylvain Clermont;
- Rapport d'expertise de Brian Evans-Mongeon;
- Témoignage de Brian Evans-Mongeon.

- b. Un registre des entités visées par les normes de fiabilité est approuvé par la Régie.
 - c. La NERC est mandatée par la Régie pour développer des normes.
 - d. Le NPCC est mandaté par la Régie comme surveillant de la conformité.
 - e. Le Coordonnateur est mandaté pour présenter les normes à la Régie avec les adaptations québécoises propres à l'interconnexion qui sont requises.
2. Les caractéristiques techniques du réseau sous la responsabilité du Coordonnateur
- a. Longues lignes radiales à 735 kV;
 - b. Installations de production éloignées des centres de consommation;
 - c. Fonctionnement du RFP : justifie le rehaussement du seuil d'application à 300 MW pour les installations de production;
 - d. Faible inertie et sensibilité à la fréquence¹ : RFP et DSF;
 - e. Grands automatismes de réseau et plan de défense, notamment RFP et DSF.

¹ AESI est d'accord avec cette caractéristique du réseau (n.s. Huis clos 2, vol. 2, page 161(14-17)).

3. Distinctions entre l'adoption des normes et la surveillance de la conformité aux normes.

C. LA NOTION DE PRODUCTEUR À VOCATION INDUSTRIELLE (« PVI »)

1. Historique de la notion au Québec.
2. Nature et description
 - Il s'agit d'une caractéristique technique indiquée au Registre associée à certains équipements de production – on parlera donc d'installations de productions d'un PVI qui, dans certains cas, bénéficient de dispositions particulières dans l'annexe Québec d'une norme, de sorte que l'application de certaines exigences est allégée.
 - Il ne s'agit pas d'une fonction de fiabilité ni d'un statut particulier d'une entreprise à l'égard des normes de fiabilité : chaque allègement demandé doit faire l'objet d'une analyse par la Régie.
 - Exemple : norme TOP-006 relative à la transmission de données d'exploitation en temps réel.
 - À noter que les normes CIP sont fondées sur les caractéristiques des équipements (nameplate) et non sur les données de production en temps réel). Les normes CIP ne sont pas des normes opérationnelles.
3. Retour sur la compréhension de la notion de PVI exprimée par AESI² :
 - a. Complexe industriel;
 - b. "Wholesale Revenue Metering" et "with their own generation behind the revenue metering";
 - c. Exemple qui semble constituer de la cogénération.
4. La notion de PVI n'est pas différente de l'identification d'équipements particuliers au Registre, comme par exemple les SPS, dont AESI décrivait le statut des discussions en Ontario³.
5. Selon la preuve, aux États-Unis, RTA ne bénéficierait d'aucune exclusion ni d'exemption et ses installations seraient incluses dans le BES.

² N.s. Huis clos 2, vol 2, page 146(3) à 153(25).

³ N.s. Huis clos 2, vol.2, page 79(8) à 79(7).

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

⁴ 800 MW par minute, réparti sur les 5 groupes de la centrale.
⁵ 800 MW/25 groupes.

F. ANALYSE DE LA DEMANDE ET DE LA PROPOSITION DE RTA/AESI

1. Il ressort du contre-interrogatoire des témoins de RTA et des experts d'AESI les éléments suivants :
 - Évaluation sommaire des coûts : 1,1 M\$;
 - Aucune évaluation de la posture de conformité aux normes CIP;
 - Aucune évaluation des mesures à mettre en place pour être conforme aux normes CIP;
 - Aucune preuve d'absence d'impact autre que l'existence présumée d'études d'écoulement de puissance;
 - Dossier fondé sur une argumentation et des concepts plutôt que sur une preuve.
2. La proposition mise de l'avant par AESI repose sur sa propre conception de la fiabilité, axée sur le BPS et sur une importante limitation d'application des normes qui n'est pas justifiable.
3. La demande de RTA est fondée sur un statut de PVI qui, dès lors qu'il serait attribué, permettrait un traitement particulier de l'entité visée lorsque combiné à un concept d'injection nette :
 - a. La demande de RTA est fondée sur la sélection discrétionnaire de divers éléments jugés avantageux aux États-Unis et au Québec, comme l'indique l'extrait suivant des réponses d'AESI fournies dans la réponse de RTA à la demande de renseignements du Coordonnateur :

« AESI's intent in its report was not to imply that RTA meets exclusion E2, but rather to use exclusion E2, along with the previous Regie decision on TOP-006 that uses the concept of net power at the connexion points of a PVI system as relevant for reliability, along with the Regie decision on the CIP version 5 reliability standards that establishes more precise exclusion criteria for Québec [...] ».
 - b. La demande de RTA est également fondée sur l'origine américaine du seuil de 1500 MW que l'on retrouve au critère 2.11 de la norme CIP-002-5.1 et qui serait lié à l'existence de réserves 10 minutes et 30 minutes. Or, dans le cas du Québec :
 - Le seuil de 1500 MW est associé au fonctionnement du DSF, qualifié de « système de défense » par les témoins du Coordonnateur;

- Les simulations portent sur les impacts d'événements en termes de variations instantanées de fréquence, ce qui n'a aucun lien avec l'existence de réserves 10 minutes ou 30 minutes.
 - c. Au soutien de sa position, AESI invoque des précédents sans lien direct avec la situation de RTA, comme par exemple un parallèle avec les normes PRC-004 et PRC-005 ou encore avec la « Dispersed Generation ».
 - d. Au soutien de sa position AESI s'appuie également sur des exemples non documentés, ce malgré les nombreuses situations qu'ont pu rencontrer les panelistes de AESI. On note également qu'aucune analyse complète de ces exemples n'a été fournie. Le Coordonnateur n'a évidemment pas pu en faire la vérification.
 - e. La demande de RTA est fondée sur l'existence d'un impact local uniquement, alors que la preuve démontre que les variations de fréquence affectent instantanément l'entièreté du réseau d'HQT, le DSF constituant le système de défense du réseau d'HQT.
4. Le Coordonnateur a fourni une preuve précise et de qualité en écho aux indications de la Régie formulées dans la décision D-2015-059. Cela ne signifie pas pour autant que le fardeau de preuve se déplace vers le Coordonnateur.
5. Le Coordonnateur a présenté le rapport et le témoignage de l'expert Brian Evans-Mongeon afin de brosse un portrait complet de l'état de la réglementation américaine et des exigences d'enregistrement qui s'appliqueraient à RTA. Cette preuve est complète et est supérieure aux divers éléments soulevés par AESI ayant trait à un exemple non nommé, des exemples non détaillés et non documentés et des références à des pratiques non documentées.
6. Illustration des différences entre l'apport de l'expert Brian Evans-Mongeon et AESI : l'enregistrement à titre de responsable de l'équilibrage (ou « Balancing Authority » ou « BA »).
- Rapport de M. Evans-Mongeon, pièce HQCMÉ-9, Document 1, pages 18 et 26;
 - Témoignage de M. Evans-Mongeon, n.s. Huis clos 2, vol. 2, pages 180(7) à 182(5).
7. RTA serait la seule entité en Amérique du Nord à bénéficier d'une exemption pour un centre de contrôle avec plus de 1500 sous son contrôle. Le tableau suivant est fondé sur les critères de la norme CIP-002-5.1, la preuve des experts Brian Evans-Mongeon et AESI (aucun exemple de centre de contrôle exempté n'a été fourni) :

Jurisdiction	Enregistrement de RTA	Catégorisation du centre de contrôle de RTA (selon la norme CIP-002-5.1)
États-Unis	BA TOP GOP	Élevé <ul style="list-style-type: none"> • Si le critère 1.2 s'applique – Centre de contrôle d'un BA avec plus de 3000 MW dans sa zone Moyen <ul style="list-style-type: none"> • Critère 2.10 – Centre de contrôle GOP avec plus de 1500 MW sous son contrôle • Critère 2.11 – Centre de contrôle d'un TOP
Québec (Coordonnateur)	GOP	Moyen <ul style="list-style-type: none"> • Critère 2.11 – Centre de contrôle d'un GOP avec plus de 1500 MW sous son contrôle
Québec (RTA)	GOP	Faible

G. CONCLUSIONS RECHERCHÉES PAR LE COORDONNATEUR

- Dans l'état actuel de la preuve de RTA : rejet de la demande.
 - La demande d'interprétation du critère 2.11, d'approbation d'un critère d'injection nette et d'une exemption en vertu du statut de PVI est mal fondée;
 - Le seuil d'impact sur la fiabilité suggéré par AESI n'est pas valable et repose sur une approche qui a été rejetée par la NERC;
 - Cela n'affecte pas les droits de RTA de soumettre à nouveau une demande sur la base d'une preuve appropriée : décision D-2015-059 sur la norme TOP-006.
- La réalisation d'une « étude conjointe » consisterait en réalité à une nouvelle étude du Coordonnateur basée sur les réglages et caractéristiques d'équipements que lui fournirait RTA. Cette démarche peut cependant être controversée :
 - Confidentialité des informations;
 - Détermination des paramètres de fonctionnement des divers équipements;
 - Nombre et choix des scénarios étudiés

- d. Conclusions à tirer des scénarios
- e. Délais de réalisation

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 8 novembre 2016

(S) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)