

**PREUVE
DE
RIO TINTO ALCAN INC.**

DOSSIER R-3947-2015

16 SEPTEMBRE 2016

TABLE DES MATIÈRES

I.	Sommaire	1
II.	Les installations de RTA.....	3
III.	Les normes de fiabilité de la NERC pour les installations qui font partie du réseau « <i>bulk</i> »	4
IV.	Mesures de sécurité physique et de cybersécurité	8
V.	Coûts pour la conformité aux normes CIP	10
VI.	Conclusion	11

I. Sommaire

1. Le 15 octobre 2015, la Direction Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité agissant comme coordonnateur de la fiabilité au Québec (le « **Coordonnateur** ») a déposé une demande visant l'adoption de 10 normes de fiabilité relatives à la protection des infrastructures critiques (les « **normes CIP** »), ainsi que l'abrogation de huit normes de fiabilité par la Régie, soit le retrait de la version 1 des normes CIP-002 à CIP-009 adoptée par la Régie dans ses décisions D-2012-091, D-2013-176 et D-2014-048 dans le cadre du dossier R-3699-2009, phase I, et dont l'entrée en vigueur a été suspendue par la Régie dans sa décision D-2015-168¹.
2. Les normes CIP déposées pour adoption à la Régie incluent la version 5 des huit normes de fiabilité CIP (CIP-002 à CIP-009) de même que les nouvelles normes CIP-010-1 et CIP-011-1.
3. Ces normes CIP traitent des infrastructures critiques et établissent notamment des mesures de cybersécurité s'appliquant aux systèmes électroniques.
4. Dans sa décision D-2016-119, la Régie a accepté de suspendre temporairement l'application des normes CIP aux installations des producteurs à vocation industrielle (les « **PVI** »), jusqu'à ce qu'elle ait décidé des modalités d'application de ces normes à ces installations.
5. Pour assister RTA dans son analyse, RTA a retenu les experts d'AESI Acumen Engineered Solutions International Inc. (« **AESI** »), qui sont les mêmes consultants qui avaient été retenus par RTA dans le dossier R-3699-2009².
6. Au soutien de sa preuve, RTA dépose le rapport d'expert d'AESI daté du 12 septembre 2016 (le « **Rapport AESI** ») et soumet respectueusement à la Régie que les modifications suivantes devraient être apportées compte tenu des particularités de notre système :
 - (i) la définition de *réseau de transport principal* (RTP) devrait être plus précise à l'égard des PVI, en incluant certaines exclusions ou autres critères applicables au Québec, afin de mieux correspondre avec la nouvelle définition de *système de production-transport d'électricité* (BES) utilisée pour (i) déterminer l'applicabilité des normes de fiabilité à une

¹ R-3947-2015 : HQCMÉ-1, Document 1 (pièce B-002), révisé le 2 mars 2016 (pièce B-0015).

² R-3699-2009 : pièce C-5-12.

entité visée et (ii) établir le Registre des entités visées par les normes de fiabilité (le « **Registre** »);³

- (ii) la puissance assignée des installations de production d'un PVI devrait être calculée, aux fins de déterminer l'applicabilité des normes de fiabilité et de leurs exigences, uniquement sur la base de la puissance « nette » injectée au(x) point(s) d'interconnexion avec le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie (« **HQT** ») au lieu d'inclure la puissance utilisée par ses propres installations industrielles et/ou toute puissance utilisée pour les fins de la charge locale, le cas échéant;
- (iii) le critère d'exclusion proposé pour les installations de production de 300MVA ou moins ne devrait pas être seulement appliqué à une installation de production individuelle, mais devrait être pour l'ensemble des installations d'un PVI en utilisant la puissance « nette » injectée au(x) point(s) d'interconnexion avec le réseau de HQT;
- (iv) le critère d'exclusion mentionné au paragraphe (iii) ci-haut devrait être révisé comme suit :⁴
 - Les installations de production ou les installations d'un PVI qui rencontrent les deux conditions suivantes :
 1. la puissance nominale « nette » d'injection de l'installation au(x) point(s) d'interconnexion avec le réseau HQT est de 300 MVA ou moins;
 2. aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin;
- (v) le Registre devrait identifier les installations de production RTP et les installations des PVI qui ne sont pas assujetties à l'application de la version 5 des normes CIP, de la même manière que le Registre identifie les entités ayant des actifs critiques ou non;
- (vi) le Registre devrait identifier les installations de production RTP et les installations des PVI qui sont assujetties aux critères 2.3, 2.6, 2.7 ou 2.9 de l'Annexe 1 de la norme CIP-002-5.1;

³ En ce qui concerne les exclusions ou autres critères qui pourraient être applicables au Québec, RTA réfère la Régie au texte de la nouvelle définition de BES à la page 7 du Rapport AESI.

⁴ RTA propose ainsi de modifier le texte de l'exemption supplémentaire suggéré par le Coordonnateur et cité par la Régie au paragraphe 30 de la Décision D-2016-119.

- (vii) pour les fins de déterminer le seuil du 1500 MW prévu aux critères 2.1, 2.11 et 2.13 de l'Annexe 1 de la norme CIP-002-5.1, la puissance assignée des installations de production d'un PVI devrait être calculée uniquement sur la base de la puissance « nette » injectée au(x) point(s) d'interconnexion avec le réseau de HQT au lieu d'inclure la puissance utilisée par ses propres installations et/ou toute puissance utilisée pour les fins de la charge locale, le cas échéant;
- (viii) conformément à la portée de chaque critère de l'Annexe 1 de la norme CIP-002-5.1 eu égard aux installations de RTA décrits dans le Registre et aux principes ci-haut mentionnés, aucune des installations de RTA ne devrait avoir un impact Élevé (H) ou Moyen (M).

II. Les installations de RTA

- 7. RTA exploite un réseau privé de distribution d'énergie hydroélectrique dans la région de Saguenay-Lac-Saint-Jean, province de Québec, ayant comme fonction principale d'alimenter ses alumineries. Dans ce contexte, RTA est un producteur d'électricité à vocation industrielle (un « PVI »).
- 8. Les installations de RTA assurent principalement les besoins énergétiques de ses propres installations industrielles et, à ce titre, RTA n'est pas tenue à des obligations de livraison fermes d'énergie à HQ. La production de RTA ne sert pas à desservir la charge locale.
- 9. Par conséquent, les installations de RTA ne font que partiellement partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ne participent que partiellement au contrôle des paramètres de fiabilité qui y sont associés.
- 10. Les sept centrales de RTA ont une capacité de production globale moyenne annuelle d'environ 2000 MW, représentant approximativement 90% des besoins en énergie de ses installations.
- 11. Hydro-Québec (« HQ ») fournit le reste de l'énergie nécessaire aux besoins de RTA par le biais de trois interconnexions avec le réseau d'HQT.
- 12. Sur une base nette annualisée, RTA est un acheteur d'énergie et un client important d'HQ.
- 13. Les installations de RTA servent presque exclusivement à la charge de ses alumineries dont les cuves fonctionnent et doivent fonctionner en mode continue sur des cycles pouvant aller jusqu'à 50 années.

14. Selon le Registre⁵, les installations de RTA correspondent aux fonctions suivantes :
- (a) **DP** : Entité qui fournit et exploite les circuits entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. Pour les consommateurs finaux desservis aux tensions de transport, le *propriétaire d'installation de transport* agit également comme *distributeur*. Ainsi, ce n'est pas une tension particulière qui définit le *distributeur*, mais plutôt le fait d'exécuter la fonction de distribution à n'importe quelle tension. (*Distributor Provider*)
 - (b) **GO** : Entité qui possède et entretient des groupes de production d'électricité. (*Generator Owner*)
 - (c) **GOP** : Entité qui exploite des groupes de production et qui exerce les fonctions de fourniture d'énergie et de prestation des *services d'exploitation en réseaux interconnectés*. (*Generator Operator*)
 - (d) **TO** : Entité qui possède et entretient des installations de transport. (*Transmission Owner*)
15. Le Registre indique également que RTA (i) ne possède aucun actif classé critique aux fins des normes CIP (version 1), (ii) ne possède aucune installation/appareil requis pour la remise en charge du réseau et (iii) ne possède aucune installation identifiée comme des groupes à démarrage autonome⁶.

16. Les particularités des installations de RTA sont plus amplement décrites dans le Rapport AESI.

III. Les normes de fiabilité de la NERC pour les installations qui font partie du réseau « *bulk* »

17. Les normes de fiabilité, développées par la NERC, ont été élaborées en vue de s'appliquer aux installations qui font partie du réseau « *bulk* »⁷ et qui sont nécessaires à l'exploitation fiable d'un tel réseau.
18. C'est d'ailleurs ce que soulignait clairement HQCMÉ en reprenant la définition des normes de fiabilité de la NERC dans sa demande relative au dossier R-3699-2009⁸:

6. NORMES DE FIABILITÉ DE LA NERC

⁵ R-3952-2015 : HCQMÉ-4, Document 1 (pièce B-0044).

⁶ R-3952-2015 : HCQMÉ-4, Document 1 (pièce B-0044).

⁷ R-3699-2009 : HCQMÉ-6, Document 5 révisé (pièce B-121) - Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité suite à la décision D-2011-068, p 32.

⁸ R-3699-2008 : HCQMÉ-1, Document 1 (pièce B-1).

Le coordonnateur de la fiabilité dépose les normes de fiabilité de la NERC afin d'en obtenir l'adoption par la Régie et souligne qu'il ne dépose aucune variante ou autre norme spécifique au Québec.

6.1 Contenu d'une norme de fiabilité de la NERC

La NERC définit comme suit une norme de fiabilité selon la section 202 de ses « *Rules of Procedure* » :

"Reliability Standard" means a requirement to provide for reliable operation of the bulk power system, including without limiting the foregoing, requirements for the operation of existing bulk power system facilities, including cyber security protection, and including the design of planned additions or modifications to such facilities to the extent necessary for reliable operation of the bulk power system; but the term shall not include any requirement to enlarge bulk power system facilities or to construct new transmission capacity or generation capacity. A reliability standard shall not be effective in the US until approved by the Federal Energy Regulatory Commission and shall not be effective in other jurisdictions until made or allowed to become effective by the applicable governmental authority.

Les normes de fiabilité de la NERC se classent généralement dans l'une des quatre catégories suivantes :

- (a) Normes à caractère technique relatives aux dispositions, à l'entretien, à l'exploitation ou à l'état du réseau de transport;
- (b) Normes de performance relatives aux actions des entités qui assurent ou ont un impact sur la fiabilité du réseau de transport;
- (c) Normes pour les mesures préparatoires relatives à des conditions ayant une faible probabilité de survenir, mais qui peuvent être critiques pour la fiabilité; et
- (d) Normes relatives à la certification d'organisation qui définissent les aptitudes essentielles pour exercer des fonctions liées à la fiabilité.

(soulignés ajoutés)

19. Selon le Coordonnateur, seules les installations d'HQT (au Québec) sont classées « *bulk* »⁹.

⁹ R-3699-2009 : HQCMÉ-2, Document 5 (pièce B-54), pp 14 et 15.

20. Le Coordonnateur a par ailleurs également exclu du Registre les propriétaires ou exploitants d'actifs de transport qui sont raccordés aux réseaux régionaux puisque ceux-ci n'ont pas d'incidence sur la fiabilité de l'Interconnexion¹⁰ du Québec¹¹.
21. De surcroît, la définition du *réseau de transport principal (RTP)*¹² établit explicitement le fait que les normes de fiabilité de la NERC visent « des lignes transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des paramètres de fiabilité » (nos soulignés). Bien que les installations de RTA affectées à la production aient une puissance de plus de 50 MVA, elles n'assurent pas le contrôle des paramètres de fiabilité associés au RTP et/ou à la zone d'équilibrage du Québec de la même façon qu'une entité non PVI.
22. Il importe de prendre en compte le contexte des particularités du modèle québécois et en particulier l'application des normes de fiabilité pour une entité ayant des installations PVI comme RTA.
23. Les installations de RTA ne constituent pas un réseau « *bulk* » ni ne font partie d'un tel réseau car elles ne peuvent avoir d'effets nuisibles significatifs à l'extérieur de leur zone locale, comme l'a d'ailleurs déjà confirmé HQ dans le dossier de la Régie R-3498-2002¹³.
24. Ainsi, les installations de RTA assurent principalement les besoins énergétiques de ses propres installations industrielles et, à ce titre, RTA n'est pas tenue à des obligations de livraison fermes d'énergie à HQ. En conséquence, RTA et ses installations industrielles subiraient les impacts éventuels d'une perturbation du réseau engendrée par les installations de RTA, sans incidence significative nuisible sur la fiabilité de l'ensemble de l'Interconnexion ou du réseau « *bulk* » du Québec. D'ailleurs, les études de stabilité réalisées par HQ ont démontré que les installations de RTA ne pourraient pas déclencher des pannes d'électricité en cascades.
25. Dans le cadre plus particulier des normes CIP, la norme CIP-002-5.1 stipule que les entités responsables concernées doivent catégoriser leurs systèmes électroniques BES et les actifs électroniques BES connexes, selon les critères de l'Annexe 1 de cette norme. Les entités visées sont tenues d'inventorier et de catégoriser leurs systèmes électroniques BES et leurs actifs électroniques connexes BES en fonction de leur impact élevé, moyen ou faible sur la fiabilité du réseau de transport principal et à en faire une révision périodique.

¹⁰ R-3699-2009 : HQCMÉ-6, Document 5 révisé (pièce B-121), p 21.

¹¹ R-3699-2009 : HQCMÉ-1, Document 1 (pièce B-1), p 36.

¹² R-3699-2009 : HQCMÉ-6, Document 5 révisé (pièce B-121), p 33.

¹³ R-3498-2002 : HQT-6, Document 1, 2003-02-05, à la Réponse 1.2.

26. Tel qu'élaboré dans le Rapport AESI, les installations de RTA ne satisfont pas les critères de l'Annexe 1 pour être reconnues comme une entité responsable à impact Moyen (M) ou Élevé (H).
27. En ce qui a trait au seuil de 1500 MW de la norme CIP-002-5.1, ce seuil a été élaboré comme démarcation entre les entités responsables concernées dont les systèmes électroniques et leurs actifs électroniques connexes ont un impact Faible (L) de celles dont les systèmes électroniques et leurs actifs électroniques connexes ont un impact Moyen (M) ou Élevé (H).
28. Ce seuil provient une fois de plus des normes de fiabilité CIP de la NERC. Tel qu'élaboré dans divers documents et décisions de la NERC décrits plus amplement dans le Rapport AESI, le raisonnement d'un tel seuil est principalement pour inclure les « *Cyber Assets that would have a real-time impact on the reliable operation of the Bulk Electric System.* »¹⁴
29. Le raisonnement sous-jacent qui a mené au critère de 1500 MW doit être transposé dans le contexte des particularités du modèle québécois et en particulier pour une entité ayant des installations PVI comme RTA.
30. L'impact que l'on veut éviter est celui de la perte de 1500 MW de production sur l'Interconnexion du Québec.
31. Tel est l'esprit des normes et des critères décrits dans la section « Principes directeurs et fondements techniques » de la norme :

Le critère 2.1 désigne comme Impact moyen les *systèmes électroniques BES* qui influent sur des ressources de production dont la capacité en puissance active nette est supérieure à 1 500 MW. Le critère de 1 500 MW est partiellement tiré des exigences de *réserve pour contingence* de la norme BAL-002 de la NERC, dont l'objet est de « s'assurer que le responsable de l'équilibrage peut utiliser sa réserve pour contingence afin d'équilibrer les ressources et la demande, et rétablir la fréquence de l'Interconnexion dans les limites établies après une perturbation à déclarer ». En particulier, elle exige qu'« au minimum, le responsable de l'équilibrage ou le groupe de partage des réserves doit disposer d'une réserve pour contingence suffisante afin de se protéger contre la contingence simple la plus grave. » L'équipe de rédaction a utilisé 1 500 MW comme chiffre provenant des *réserves pour contingence* les plus importantes exploitées par divers BA dans toutes les régions. [...] En utilisant le critère précis de 1 500 MW, l'intention de l'équipe de rédaction est de s'assurer que les *systèmes électroniques BES* ayant des vulnérabilités en mode commun qui pourraient entraîner la perte de 1 500 MW ou plus de production à une même centrale pour un groupe de production ou un ensemble de groupe de production soit protégés adéquatement.¹⁵ (soulignés ajoutés)

¹⁴ FERC Order 761, au para 35.

¹⁵ R-3947-2015, HQMÉ-2, Document 1 (pièce B-0042), p. 27.

32. Dans le contexte du réseau des installations de PVI de RTA, il est invraisemblable de penser que la perte de 1500 MW de production se traduira comme telle sur l'Interconnexion du Québec puisque dans les pires scénarios d'exploitation, la perte de production entraîne une baisse importante de la tension et par conséquent le déclenchement de très grosses charges.
33. De par son statut de PVI, les limites établies permettent une injection [REDACTED] sur le réseau de HQT. De plus, les conditions requises pour atteindre cette limite sont rarement réunies étant donné l'ampleur des charges industrielles de RTA. Dans le cas où les limites seraient dépassées et que RTA ne serait pas en mesure de corriger la situation rapidement, HQT peut ouvrir les lignes d'interconnexion avec RTA pour délester l'ensemble du réseau RTA.
34. D'ailleurs, même si l'on ne tenait pas compte de la perte sur l'Interconnexion du Québec, le centre de contrôle de RTA ne commande qu'une partie de la production de ses centrales, les centrales de Shipshaw et Isle-Maligne étant opérées localement seulement.
35. Par conséquent, les critères 2.1 et 2.11 de l'Annexe 1 de la norme CIP-002-5.1 ne sont pas satisfaits et RTA doit être catégorisée comme entité ayant un impact Faible (L), tel que davantage élaboré dans le Rapport AESI.

IV. Mesures de sécurité physique et de cybersécurité

36. À tout événement, il importe de noter que RTA a déjà développé et met en place des mesures de sécurité pour enrayer les risques relatifs à la sécurité physique et au cyber-terrorisme qui sont en ligne avec ce qui est requis lorsqu'une entité responsable est catégorisée comme ayant un impact Faible (L).

37. [REDACTED]

38. [REDACTED]

39. [REDACTED]

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- 40. [REDACTED]
- [REDACTED]
- 41. [REDACTED]
- 42. [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- 43. [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- 44. [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- 45. [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- 46. [REDACTED]
- [REDACTED]
- 47. [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- 48. [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

49. [REDACTED]

50. [REDACTED]

V. Coûts pour la conformité aux normes CIP

51. Des investissements substantiels seraient requis par RTA pour la conformité aux normes CIP.

52. [REDACTED]

53. Dans le cadre du dossier R-3699-2009, le Coordonnateur avait mis en preuve que la conformité aux exigences des normes CIP nécessiterait les investissements substantiels pour HQP et HQT.¹⁶

54. Aux termes de sa Décision D-2011-068 et tel que prescrit par l'article 85.6 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, la Régie réitérait l'importance de soumettre, dans le cadre de toute demande d'adoption de normes par le Coordonnateur, une évaluation de la pertinence de ces normes et de leurs impacts sur les entités visées :

[110] La Régie reconnaît la pertinence des normes de fiabilité déposées et le fait qu'elles auront un impact sur les entités visées par ces normes. Toutefois, elle demande au Coordonnateur de présenter, lors du dépôt des dossiers subséquents une évaluation plus complète de l'impact monétaire des normes de fiabilité déposées, en ayant consulté au préalable les entités visées par ces normes. Le Coordonnateur devra justifier, le cas échéant, son incapacité d'évaluer l'impact monétaire d'une norme de fiabilité au moment du dépôt pour adoption par la Régie.

¹⁶ D-2011-068, para [97] :

- 27 millions \$ pour la sécurisation physique du centre de conduite du réseau (CCR) et des Centres de Téléconduite (CT);
- 8 millions \$ pour la sécurisation cybernétique du CCR et des CT;
- 2 millions \$ pour la sécurisation cybernétique de postes de transport;
- 1 million \$ pour la sécurisation cybernétique de centrales de production.

55. Les exigences quant aux normes CIP à impact Moyen (M) ou Élevé (H) sont significativement plus onéreuses pour RTA, et ce, sans gains réels en matière de fiabilité pour le réseau et les consommateurs québécois.

VI. Conclusion

56. Le Coordonnateur indiquait dans sa demande révisée qu'il « est d'avis que les normes proposées sont pertinentes et nécessaires, et contribueront au maintien de la fiabilité de l'Interconnexion Québec et, par le fait même, des réseaux interconnectés en assurant une protection adéquate des systèmes critiques à l'exploitation fiable du réseau de transport principal. »¹⁷
57. RTA soumet qu'en tant que PVI ayant des installations qui ne sont pas critiques pour la fiabilité du réseau interconnecté au Québec, elle peut être catégorisée comme étant une entité ayant un Faible (L) impact tout en préservant les efforts de protection des systèmes électroniques qui ont un risque accru sur la fiabilité du réseau RTP. Tel que démontré, les efforts mis en œuvre par RTA satisfont les exigences des installations ayant un impact Faible (L).
58. RTA demande ainsi à la Régie les modifications au Registre, au Glossaire et aux normes CIP qui sont plus amplement décrites au paragraphe 6 des présentes.

¹⁷ R-3947-2015 : HQMÉ-1, Document 1 révisé le 2 mars 2016 (pièce B-0015), p 12.