

DEMANDE D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ (R-3944-2015)

**DEMANDE RELATIVE À L'ADOPTION ET À LA MISE À JOUR DE 11 NORMES DE
FIABILITÉ (R-3949-2015)**

DEMANDE D'ADOPTION DE SEPT NORMES DE FIABILITÉ (R-3957-2015)

PREUVE

DE

RIO TINTO ALCAN INC.

DOSSIERS R-3944-2015 / R-3949-2015 ET R-3957-2015

10 FÉVRIER 2017

TABLE DES MATIÈRES

I.	Sommaire	1
II.	Les installations de RTA.....	1
III.	Commentaires et propositions de RTA.....	3
a)	Commentaires sur la norme PRC-024-1 (R-3944-2015)	3
b)	Commentaires sur la norme PRC-023-3 (R-3944-2015)	4
c)	Commentaires sur la norme PRC-025-1 (R-3944-2015)	6
d)	Commentaires sur la norme EOP-004-2 (R-3944-2015)	7
e)	Commentaires sur la norme MOD-025-2 (R-3944-2015)	9
f)	Commentaires sur les normes TPL-001-4 (R-3944-2015), FAC-010-2.1 (R-3944-2015) et FAC-011-2 (R-3944-2015)	10

I. Sommaire

1. Les trois dossiers R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015 ont été réunis afin de regrouper par bloc les différentes normes dont le Coordonnateur de la fiabilité (le « **Coordonnateur** ») demandait l'adoption.
2. Plus particulièrement, 51 nouvelles normes soumises par le Coordonnateur pour adoption de même que des modifications proposées au *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* ont été traitées par les participants à ces dossiers.
3. À la suite de son analyse et de sa participation active aux séances de travail portant sur chaque bloc de normes à l'étude, Rio Tinto Alcan inc. (« **RTA** ») a soumis à la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») et au Coordonnateur plusieurs listes d'enjeux que posaient certaines de ces normes, non seulement dans leur interprétation mais aussi au niveau de leur intégration dans le système québécois.
4. À la suite de ces séances de travail, RTA a soumis à la Régie et au Coordonnateur ses commentaires quant aux normes qui posaient toujours des enjeux en raison de leur interprétation, de leur application par les entités visées ou de leur intégration dans le système québécois, particulièrement dans l'optique des producteurs à vocation industrielle (PVI).
5. Cette participation active de RTA à la révision des normes et de leur Annexe Québec a certes été utile car elle a permis de circonscrire les enjeux qui pouvaient notamment avoir une portée directe sur les entités visées ayant des installations de production à vocation industrielle au Québec et les autres entités visées qui sont assujetties aux normes, d'obtenir et d'amener plusieurs clarifications et modifications par le Coordonnateur.
6. RTA souligne que le processus mis en place par la Régie a permis au Coordonnateur de faire adopter la majeure partie des normes soumises pour adoption dans ces trois dossiers, sans contestation de la part des participants (décisions D-2016-150 et D-2016-195 et D-2017-012).
7. Dans le cadre du présent document, RTA explique plus amplement ses enjeux à l'égard de huit (8) normes de fiabilité et soumet à la Régie plusieurs propositions pour tenir compte de ces enjeux.

II. Les installations de RTA

8. 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** »).

9. 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 Hydro-Québec (« HQ »). La production de RTA ne sert pas à desservir la charge locale.
10. 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.
11. 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.
12. HQ fournit le reste de l'énergie nécessaire aux besoins de RTA par le biais de trois interconnexions (incluant quatre lignes haute-tension) avec le réseau de transport d'Hydro-Québec *TransÉnergie* (« HQT »).
13. Sur une base nette annualisée, RTA est un acheteur d'énergie et un client important d'HQ.
14. 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.
15. Selon le Registre des entités visées par les normes de fiabilité, les installations de RTA correspondent aux fonctions suivantes :
 - (i) **Distributeur (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*)
 - (ii) **Propriétaire d'installation de production (GO)** : Entité qui possède et entretient des groupes de production d'électricité. (*Generator Owner*)
 - (iii) **Exploitant d'installation de production (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*)

- (iv) **Propriétaire d'installation de transport (TO)** : Entité qui possède et entretient des installations de transport. (*Transmission Owner*)

III. Commentaires et propositions de RTA

a) Commentaires sur la norme PRC-024-1 (R-3944-2015)

16. En ce qui a trait à la norme PRC-024-1, et tel qu'exprimé par RTA dans sa lettre du 27 juillet 2016 (C-RTA-0017), le Coordonnateur propose de modifier l'Annexe 2 de la norme en appliquant des critères différents, généralement plus sévères en surtension, soit ceux exigés par HQT (une entité visée) pour tout raccordement à son propre réseau. Ce faisant, le Coordonnateur demande à la Régie d'imposer une limite plus rigoureuse par rapport à ce qui est exigé à la norme de la NERC.
17. RTA note qu'il revient au Coordonnateur, plutôt qu'aux entités visées, d'informer la Régie des nuances à apporter aux normes, d'expliquer les changements et les justifier. Les entités visées ne devraient pas avoir ce fardeau de preuve, tant au niveau de la justification du changement qu'en regard aux coûts et risques y relatifs.
18. RTA ne croit pas qu'il revienne au Coordonnateur de modifier ainsi la norme et d'imposer aux entités visées par cette norme (soit les *propriétaires d'installation de production* (GO) en l'espèce) les exigences plus rigoureuses d'une autre entité visée, quelle qu'elle soit, sur la base que la courbe de la norme est plus restrictive dans quelques cas de sous-tension par rapport à ce que la majorité des entités au Québec doivent se conformer auprès du transporteur HQT (B-0035).
19. Cette justification pourrait se traduire par l'application de la courbe de HQT seulement pour les sous-tensions (partie inférieure de la courbe HQT) et non pour les surtensions (partie supérieure de la courbe HQT).
20. De plus, l'application de la courbe de HQT en surtension soumettrait l'ensemble des entités visées à un régime obligatoire et un risque de sanction.
21. Pour évaluer l'impact de l'application des critères proposés par le Coordonnateur, soient ceux de HQT, il est impératif de bien interpréter les courbes en fonction du temps, et plus particulièrement pour les premiers cycles.
22. À cet égard, les réponses obtenues du Coordonnateur aux questions de RTA demeurent incomplètes. Selon la courbe fournie par le Coordonnateur, l'interprétation de RTA est qu'aucun déclenchement ne doit survenir suivant une surtension de moins de 3 cycles, quel que soit le niveau de surtension. Ceci est difficile à obtenir avec certains relais actuellement en usage au

Québec. Pour le reste de la courbe, plusieurs relais ne respectent pas ces réglages. Donc, selon l'interprétation de RTA, l'impact d'appliquer la courbe de HQT au lieu de celle de la norme est important.

23. En surtension, pour le premier 3 cycles, RTA est 100 % conforme à la norme, mais 0 % conforme à la courbe de HQT.
24. Même si le Coordonnateur souhaiterait que RTA effectue une analyse exhaustive de l'impact, RTA n'a pas les ressources pour effectuer un travail comme celui-là à ce stade-ci en sachant qu'il ne sera peut-être pas requis. C'est pourquoi RTA peut évaluer le niveau de conformité tel que présenté plus haut, mais ne peut savoir à ce stade-ci quelles seraient les actions à porter pour chacun des relais (modification de réglage, remplacement de relais, utilisation d'une exemption prévue à la norme).
25. La modification que le Coordonnateur voudrait introduire à cette norme aura des impacts significatifs pour RTA. Le Coordonnateur reconnaît d'ailleurs que le coût de remplacement de relais peut être important (R-3944-2015 : B-0047, p 7).
26. **RTA recommande donc de ne pas modifier l'Annexe 2 de la norme PRC-024-1 de la NERC qui constitue les exigences minimales pour les entités visées par cette norme (soit les *propriétaires d'installation de production (GO)*) qui ont des possibilités de raccordement à leur propre réseau.**

Bien entendu, si une entité visée désire une norme plus sévère pour tout raccordement à son réseau, cette entité pourra toujours l'exiger du tiers avec qui elle contracte, sans pour autant que cela devienne la norme pour l'ensemble des autres entités assujetties aux normes de fiabilité adoptées par la Régie.

b) Commentaires sur la norme PRC-023-3 (R-3944-2015)

27. Tel qu'exprimé dans sa lettre du 27 juillet 2016 (C-RTA-0018), à la suite des discussions tenues lors de la séance de travail du 31 mars 2016 portant sur le Bloc 1 des normes, le Coordonnateur avait accepté de modifier l'article 4.2 de l'Annexe Québec de la norme PRC-023-3 (R-3944-2015 : B-0008) afin d'éliminer certaines confusions quant aux champs d'application de cette norme.

28. Cet article 4.2 se lisait alors comme suit :

« 4. **Applicabilité :**

(...)

4.2 Circuits :

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP). »

29. Le nouveau libellé alors proposé par le Coordonnateur à l'Annexe Québec de la norme PRC-023-3 (R-3944-2015 : B-0030) se lit comme suit :

« 4. **Applicabilité :**

(...)

4.2 Circuits :

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5 :

4.2.1.1 Ligne de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *réseau de transport principal* (RTP). Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

(...)

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6 :

4.2.2.1 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du RTP. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

(...) »

30. Après révision de ce libellé, RTA a constaté que les lignes de transport et les transformateurs qui ne font pas partie du réseau RTP ne sont toujours pas clairement exclus de cette norme, ce qui était l'intention sous-jacente aux discussions faisant l'objet de cette norme lors de la séance de travail du 31 mars 2016.

31. Le Coordonnateur avait pourtant accepté les modifications proposées par RTA (R-3944-2015 : B-0047, p 5, 12 août 2016). Or, bien que le Coordonnateur ait retiré la disposition générale de 4.2 « La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) », il ne l'a toutefois pas transférée dans les dispositions spécifiques.

32. Afin d'enlever toute ambiguïté sur la portée et l'application de cette norme PRC-023-3, RTA propose donc d'ajouter à ce libellé les termes soulignés ci-après :

« 4. Applicabilité :

(...)

4.2 Circuits :

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5 :

4.2.1.1 Ligne de transport du réseau RTP exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des éléments qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de transport et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du réseau de transport principal (RTP). Ces éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

(...)

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6 :

4.2.2.1 Lignes de transport du réseau RTP exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs du réseau RTP dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des éléments qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de transport et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du RTP. Les éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

(...) »

c) Commentaires sur la norme PRC-025-1 (R-3944-2015)

33. RTA a indiqué n'avoir plus d'enjeu relativement à cette norme dans sa lettre du 27 juillet 2016 (C-RTA-0018) étant donné l'ajout de la disposition particulière proposée par RTA et acceptée par le Coordonnateur (R-3944-2015 : B-0017, p 9).

34. Cependant, pour une plus grande clarté, RTA propose d'ajouter à la norme PRC-025-1 révisée par le Coordonnateur (R-3944-2015 : B-0018) le mot « directement » après le terme « raccordées ».

« 3.3. Exemptions : Les installations de production qui ne sont pas raccordées directement au RTP sont exemptées de l'application de la présente norme. »

d) Commentaires sur la norme EOP-004-2 (R-3944-2015)

i) Transmission de la déclaration d'événement

35. Tel qu'exprimé dans sa lettre du 27 juillet 2016 (C-RTA-0017), afin de justifier la transmission par les entités visées de toute déclaration d'événement directement à la NERC (Annexe I de la norme EOP-004-2), le Coordonnateur soumet dans ses réponses aux engagements souscrits lors de la séance de travail tenue le 30 juin 2016 (R-3944-2015 : B-0035, Réponse à l'engagement n° 2) un argument contextuel proposant de faire une distinction entre la transmission des déclarations d'événements à des fins de maintien de la fiabilité et la transmission d'informations à des fins de surveillance. Or, la *Loi sur les dossiers d'entreprise* (RLRQ c D-12) ne fait aucune telle distinction et définit de façon large le terme « document » à son article 1a) :

« a) «document» : un compte, un bilan financier, un état des recettes et des dépenses, un état des profits et pertes, un état de l'actif et du passif, un inventaire, un rapport et tout autre écrit ou pièce faisant partie des dossiers ou archives d'une entreprise d'affaires; »
(nos soulignés)

36. Comme une déclaration d'événement constitue sans équivoque un rapport contenant certaines informations propres à l'entité visée, cette déclaration est un « document » au sens de la *Loi sur les dossiers d'entreprise*. Ce faisant, toute entité visée pourrait y contrevenir par la transmission d'informations à l'extérieur du Québec, qu'elles soient à des fins de maintien de la fiabilité ou pour toute autre raison.

37. Ainsi, afin de prévenir toute contravention à la *Loi sur les dossiers d'entreprise*, une entité visée assujettie au régime québécois de fiabilité, quelle qu'elle soit, ne peut être obligée de transmettre à la NERC tout « document » incluant une déclaration d'événement visée par l'Annexe 1 de la norme EOP-004-2.

38. **Pour ces motifs, RTA réitère sa proposition à l'effet que les dispositions de l'Annexe 1 de la norme EOP-004-2 devraient être modifiées comme suit :**

Remplacer la phrase :

« Soumettre les déclarations à l'ERO par l'entremise de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780). »

par le texte suivant :

« Les déclarations peuvent être transmises par l'entité visée (i) soit à la Régie par le biais de l'entrepôt de données, (ii) soit sur une base volontaire directement à l'ERO

par l'entremise de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780). »

ii) Déclaration d'événement pour la perte de charge de plus de 200 MW

39. Tel qu'exprimé dans sa lettre du 27 juillet 2016 (C-RTA-0018), en ce qui concerne le critère de déclaration d'événement pour la perte de charge de plus de 200 MW, RTA maintient la position énoncée dans sa lettre du 23 juin 2016 (C-RTA-0013) à savoir que pour plus de clarté, RTA propose :

(i) que la déclaration de perte de charge ferme de 200 MW et plus pour les *distributeurs* (DP) vise à déclarer des événements fortuits qui surviennent sur le réseau de transport et qui ont comme conséquence la perte de charge ferme de 200 MW et plus; et

(ii) que lors de perte de charge ferme planifiée ou associée au procédé de la charge du client (exemple : procédé d'électrolyse des alumineries), il n'y a pas de déclaration requise.

40. Rappelons à cet égard qu'à la suite d'une demande de la Régie, le Coordonnateur a transmis une question à la NERC relativement à cet enjeu. Il semble que le Coordonnateur n'ait toujours pas reçu une réponse de la NERC lui permettant de donner suite aux commentaires de RTA (R-3944-2015 : B-0047, p 5).

41. RTA précise que les normes de fiabilité concernent la fiabilité du réseau de transport et non le procédé des clients industriels, lesquels sont adressés par les critères de raccordement.

42. **RTA propose donc d'intégrer le texte suivant à l'Annexe 1 de la norme EOP-004-2 :**

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte de charge ferme	BA, TOP, DP	Perte de charge ferme pour ≥ 15 minutes : ≥ 300 MW pour les entités dont la demande de l'année précédente est $\geq 3\ 000$; OU ≥ 200 MW pour toutes les autres entités <u>sous réserve de ce qui suit :</u> (i) <u>que la déclaration de perte de charge ferme de 200 MW et plus pour les distributeurs (DP) vise à déclarer des événements fortuits qui surviennent sur le réseau de transport et qui ont</u>

comme conséquence la perte de charge ferme de 200 MW et plus; et

(ii) que lors de perte de charge ferme planifiée ou associée au procédé de la charge du client (exemple : procédé d'électrolyse des alumineries), il n'y a pas de déclaration requise.

e) Commentaires sur la norme MOD-025-2 (R-3944-2015)

i) Lettre de RTA du 25 août 2016 (C-RTA-0021)

43. La norme MOD-025-2 porte sur les mesures de vérification et la déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones.

44. RTA avait émis les commentaires suivants le 25 août 2016 (C-RTA-0021) en lien avec cette norme MOD-025-2 :

(i) RTA demande que soient expliqués les liens entre la capacité assignée selon la FAC-008-3 versus les capacités réelles selon les normes MOD-025-2 et TOP-002-2.1b, Exigence 13, afin de connaître les enjeux et questionnements qui pourraient survenir en comparant les données de ces trois normes;

RTA n'ayant pas reçu d'information du Coordonnateur à ce sujet, RTA demande à la Régie qu'elle puisse soumettre en audience devant la Régie ses commentaires au terme de la preuve qui sera administrée et qu'elle puisse soumettre, le cas échéant, les conclusions appropriées.

(ii) RTA requiert une confirmation à l'effet que cette norme ne s'applique qu'aux centrales directement raccordées au réseau RTP (comme la norme NERC);

Lors d'une séance de travail, le Coordonnateur avait expliqué verbalement que la version originale anglaise de la norme de la NERC utilisait le terme « directement raccordé au BES » dans le contexte de production distribuée et non suivant l'interprétation que RTA en faisait.

RTA demande donc que cette information du Coordonnateur soit reflétée dans la décision de la Régie.

- (iii) RTA demande que la procédure IQ-P-001 de HQT qui permet de répondre à l'Exigence E13 de la norme TOP-002-2.1b soit mise à jour afin d'inclure les besoins de la norme MOD-025-2;

RTA n'ayant pas reçu d'information du Coordonnateur à ce sujet, RTA demande à la Régie qu'elle puisse soumettre en audience devant la Régie ses commentaires au terme de la preuve qui sera administrée et qu'elle puisse soumettre, le cas échéant, les conclusions appropriées.

ii) Lettre de RTA du 2 novembre 2016 (C-RTA-0024)

45. RTA constate, tel qu'exprimé dans sa lettre du 2 novembre 2016 (C-RTA-0024), que la norme MOD-025-2 est en partie redondante avec l'Exigence E13 de la norme TOP-002-2.1b, laquelle est encadrée par la procédure de HQT « iq-p-001 ».
46. **Afin de minimiser l'impact pour les entités visées, RTA propose à la Régie que soient jumelées dans une même procédure l'Exigence E13 de la norme TOP-002-2.1b à la norme MOD-025-2. Cette procédure pourrait être élaborée par HQT.**
47. **RTA demande également à la Régie que la soumission d'information pour la norme MOD-025-2 et la norme TOP-002-2.1b soit coordonnée. L'objectif n'est pas seulement d'avoir une seule procédure, mais d'optimiser les essais afin de minimiser l'impact pour les entités.**
48. Il est à noter que si la Régie adopte la norme MOD-025-2, le Coordonnateur a indiqué qu'il rendra disponible, avant l'entrée en vigueur de la norme MOD-025-2, un seul formulaire et une seule procédure pour les soumissions des informations et données afférentes (R-3944-2015 : B-0078, p 3).
- f) Commentaires sur les normes TPL-001-4 (R-3944-2015), FAC-010-2.1 (R-3944-2015) et FAC-011-2 (R-3944-2015)
49. RTA, tel qu'exprimé dans sa lettre du 2 novembre 2016 (C-RTA-0024), a un enjeu majeur sur les normes de fiabilité TPL-001-4 (R-3944-2015), FAC-010-2.1 (R-3944-2015) et FAC-011-2 (R-3944-2015), soit l'utilisation de défauts triphasés et de différentes contingences multiples comme critère.
50. La NERC précise que ce critère (soit l'utilisation de défauts triphasés et de différentes contingences multiples) s'applique au niveau du réseau BULK. Le document de la NERC de

septembre 2015 intitulé « *Order No. 754 – Assessment of Protection System Single Points of Failure Based on the Section 1600 Data Request* »¹ mentionne que :

« The Order No. 754 Data Request required that Transmission Planners, working with the Generator Owners, Transmission Owners, and Distribution Providers within their transmission planning areas, assess their portion of the Bulk Electric System (BES) for locations at which a three-phase fault accompanied by a protection system failure could result in a potential reliability risk. To accomplish this task in an effective and efficient manner, the SPCS and SAMS developed a method that entities could follow to create the statistics associated with this Data Request. (...) »

51. Bien que l'Annexe Québec mentionne que la norme TPL-001-4 s'applique pour le réseau BULK, le Coordonnateur tente maintenant, en référant à la norme TPL-001-4 à même les normes FAC-010.2 et FAC-011-2, d'en élargir la portée et d'y introduire ce critère d'utilisation de défauts triphasés et de différentes contingences multiples.
52. Le Coordonnateur veut ainsi appliquer des critères du réseau BULK (critères de performance) à l'ensemble du réseau RTP.
53. Tel qu'exprimé précédemment, RTA note qu'il revient au Coordonnateur, plutôt qu'aux entités visées, d'informer la Régie des nuances à apporter aux normes, d'expliquer les changements et les justifier. Les entités visées ne devraient pas avoir ce fardeau de preuve, tant au niveau de la justification du changement qu'eu égard aux coûts et risques y relatifs.
54. Le critère utilisé par la NERC ne s'applique pas et ne devrait pas être étendu au Québec aux entités visées qui n'ont pas d'impact sur le réseau BULK.
55. Subsidiairement, à tout le moins, le critère utilisé par la NERC ne devrait pas s'appliquer aux PVI, comme RTA (Voir décision D-2015-059, para 162).
56. En effet, compte tenu de son statut de PVI et de ses échanges nets aux interconnexions avec le réseau de HQT, RTA soumet à la Régie qu'il n'est pas acceptable d'appliquer ce critère pour les PVI.
57. Dans la pièce B-0078, le Coordonnateur mentionne que ces trois normes ne s'appliquent pas à RTA, ce avec quoi RTA est d'accord. Cependant, l'application de ces normes telles que libellées, pourrait avoir des conséquences importantes pour plusieurs entités, comme RTA, HQP, HQD, HQT et par conséquent l'ensemble de la population du Québec affecté par les tarifs d'électricité.

1

<http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/FERC%20Order%20754%20Final%20Report%20-%20SPCS-SAMS.pdf>

58. Le réseau de transport de RTA n'a clairement pas été conçu et exploité pour survivre aux défauts triphasés ainsi qu'à l'ensemble des contingences multiples décrits dans la norme TPL-001-4 et/ou définis ou référés par les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 ou leurs versions précédentes puisqu'il n'est pas BULK (RTA comprend que les références à la norme TPL-003 équivalent maintenant à référer à la norme TPL-001-4).
59. L'utilisation de défauts triphasés aurait un impact en ce qui a trait à la limite de capacité au transit des interconnexions avec HQT pouvant affecter de manière importante son approvisionnement en électricité et interférerait avec ses engagements contractuels.
60. **RTA propose donc qu'il y ait une modification à l'Annexe Québec de cette norme afin de préciser que ce critère ne s'applique pas aux entités visées qui n'ont pas d'impact sur le réseau BULK.**
61. **Subsidiairement, RTA propose qu'il y ait une modification à l'Annexe Québec de cette norme afin de préciser que ce critère ne s'applique pas aux PVI.**
62. Le tout, respectueusement soumis.