

**PREUVE
DE
RIO TINTO ALCAN INC.**

Dans le cadre de la Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le guide de sanctions

DOSSIER R-3699-2009, PHASE 2

27 février 2015

TABLE DES MATIÈRES

I.	Sommaire	1
II.	Description des installations de RTA.....	1
III.	Demande d'adoption du Guide	4
IV.	Observations relatives au Guide	4
	(a) Le Guide est principalement le reflet de celui de la NERC.....	4
	(b) Le Guide représente un changement de culture	6
	(c) Le Guide va au-delà des fins auxquelles il doit servir.....	7
	(d) Le Guide va au-delà du cadre législatif de la <i>LRE</i>	10
	(e) Autres modifications nécessaires au Guide	12
	(f) Conséquences sur les décisions de la Régie.....	13
V.	Recommandations	14
VI.	Mise en vigueur du guide des sanctions et des normes en vigueur aux États-Unis	15

ANNEXES

Annexe 1	Extraits du rapport annuel 2013 d'Hydro-Québec
Annexe 2	Cadre législatif et réglementaire de l'Ontario relativement aux sanctions
Annexe 3	Cadre législatif et réglementaire du Nouveau-Brunswick relativement aux sanctions
Annexe 4	Cadre législatif et réglementaire de l'Alberta relativement aux sanctions
Annexe 5	Cadre législatif et réglementaire de la Colombie-Britannique relativement aux sanctions
Annexe 6	Cadre législatif et réglementaire du Manitoba relativement aux sanctions
Annexe 7	<i>Guidelines for Extraordinary Financial Penalties under the Ontario Electricity Market Rules</i>

I. Sommaire

1. Le texte actuel de projet de Guide des sanctions relatif à l'application des normes de fiabilité en vigueur au Québec (le « **Guide** »)¹ découle principalement de l'intégration de concepts énoncés au guide de sanctions américain non adapté au modèle québécois.
2. Par ailleurs, le Guide va au-delà des fins auxquelles il doit servir et va au-delà du cadre législatif.
3. Il restreint ainsi la discrétion dont doit bénéficier la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») dans la détermination d'une sanction.
4. Dans ce contexte, Rio Tinto Alcan inc. (« **RTA** ») propose de former un groupe de travail pour que le Guide soit révisé en fonction de critères plus souples et mieux adaptés au modèle québécois.
5. Subsidiairement et dans l'éventualité où la Régie envisageait de considérer le Guide comme point de départ, elle devrait minimalement lui apporter les modifications requises par RTA.

II. Description des installations de RTA

6. RTA exploite un réseau privé de distribution d'énergie hydroélectrique dans la région Saguenay-Lac-St-Jean, province de Québec.
7. Les installations de production de RTA ne servent pas à desservir la charge locale mais servent presque exclusivement à la charge de ses alumineries.
8. À cet égard, l'énergie hydroélectrique produite par RTA n'a pas à transiter par le réseau de transport d'Hydro-Québec (« **HQ** ») puisqu'elle transite par son propre réseau.
9. Comme les installations de production de RTA assurent principalement les besoins énergétiques de ses alumineries, RTA n'est pas tenue à des obligations de livraison fermes d'énergie à HQ pour la charge locale.
10. Les six centrales de RTA ont une capacité de production globale annuelle d'environ 2000 MW, représentant approximativement 90 % des besoins en énergie de ses installations.
11. HQ fournit le reste de l'énergie nécessaire aux besoins de RTA par le biais de trois interconnexions avec le réseau d'HQ.
12. Sur une base nette annualisée, RTA est un acheteur d'énergie et un client important d'HQ.

¹ R-3699-2009, Phase 2, pièce B-145, HQMÉ-1, document 1 révisé, 24 novembre 2014; révisé par R-3699-2009, Phase 2, pièce B-149, HQMÉ-1, document 1 révisé, 13 février 2015.

13. Au Québec, toute la production d'énergie hydroélectrique, à part quelques exceptions tel le réseau privé de RTA, doit transiter par le réseau de transport et de distribution d'HQ réglementé par la Régie.
14. Aux États-Unis, en général, bien qu'il y ait des différences entre les États, de nombreuses entités privées et d'État assurent, par leurs nombreuses interconnexions, la fourniture et le transport d'électricité aux différents segments du marché.
15. Ainsi, la structure du marché aux États-Unis créée, par sa déréglementation, un modèle ouvert et concurrentiel, très différent de celui du Québec en termes d'exigences et d'encadrement nécessaire pour assurer la fiabilité des réseaux interconnectés.
16. Les normes de fiabilité de la NERC ont été élaborées en vue de s'appliquer aux installations qui font partie du réseau « *bulk* » et qui sont nécessaires à l'exploitation fiable de tels réseaux interconnectés.
17. Or, les installations de RTA, bien que faisant partie du BES², ne font pas partie d'un réseau « *bulk* » et elles n'ont pas d'effets nuisibles significatifs à l'extérieur de leur zone locale.
18. RTA est un transporteur auxiliaire selon l'article 85.14 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c R-6.01 (la « *LRE* »), offrant un service de transport en réseau intégré seulement.
19. Une autre particularité du réseau privé de RTA est que ses installations ne répondent pas aux critères de l'« *Open Access Transmission Tariff* », tel que reconnu par le Coordonnateur³.
20. En effet, RTA, à titre de transporteur auxiliaire, ne possède pas, au sein de ses installations, les éléments ou caractéristiques lui permettant d'être qualifiée de « fournisseur de service de transport » (« *TSP* ») au sens du modèle fonctionnel de la NERC.
21. Ce faisant, RTA a déjà soumis à la Régie dans le cadre de la Phase 1 du présent dossier qu'elle ne devrait pas être assujettie aux normes de fiabilité de la NERC qui relèvent de la fonction TSP⁴.
22. L'on peut comprendre qu'HQ, qui exporte une partie importante de sa production électrique (environ 30,8 TWh en 2013 sur une production totale de 198 TWh)⁵, notamment vers les États-Unis, ait voulu s'astreindre volontairement aux normes de fiabilité de la NERC et à son

² *Bulk Electric System.*

³ R-3699-2009, Phase 1, pièce B-125, 2 octobre 2013.

⁴ R-3699-2009, Phase 1, pièce C-5-49 RTA, 10 octobre 2013; voir aussi R-3699-2009, Phase 1, pièce C-5-44 RTA, 25 septembre 2013. La Régie n'a toujours pas rendu sa décision relativement à cette question.

⁵ Rapport annuel 2013 d'Hydro-Québec (extraits pertinents joints comme Annexe 1).

fonctionnement car HQ possède un intérêt commercial à s'arrimer au modèle fonctionnel de la NERC. Cependant, les entités visées au Québec, qui desservent leurs propres besoins énergétiques, tel RTA, n'ont aucun avantage à ce qu'un tel encadrement procédural rigide et hautement surveillé, qui n'est pas nécessairement adapté à leur situation, tant commercialement qu'en ce qui concerne la fiabilité des réseaux synchronisés d'Amérique du Nord, leur soit imposé.

23. La Régie a d'ailleurs tenu compte des interventions de RTA en ce sens lors de la Phase I de la Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec (le « **Coordonnateur** ») visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le guide des sanctions⁶.
24. En effet, RTA proposait un modèle à deux paliers, soit un modèle où HQ pourrait s'assujettir aux normes de fiabilité et à l'encadrement existant de la NERC tandis que les autres entités visées seraient assujetties à certaines normes ou certaines dispositions qui seraient traitées séparément par la Régie, tout en assurant la fiabilité de l'Interconnexion du Québec⁷.
25. Ce système à deux paliers tenait compte non seulement de la volonté du législateur de mettre en œuvre un modèle de fiabilité pour le transport d'électricité au Québec dans le contexte notamment du marché nord-américain, selon le modèle fonctionnel de la NERC alors souhaité par le Coordonnateur, mais également des particularités liées à une industrie électrique québécoise qui se distingue de manière significative des autres juridictions à l'échelle nord-américaine.
26. Dans sa décision 2011-68 (13 mai 2011), la Régie confirme le compromis qui a eu lieu entre les parties prenantes, à savoir qu'un système unique existerait (et non un modèle à deux paliers) mais, en contrepartie, les particularités, distinctions et aspects normatifs à caractère technique et administratif du Québec seraient pris en considération et seraient intégrés sous forme « d'annexes Québec » à chaque norme.
27. Les impératifs du modèle fonctionnel de la NERC n'ont donc pas été importés *mutatis mutandis* et la Régie a accepté que des modalités et des exemptions soient intégrées pour tenir compte des particularités du système de fiabilité québécois, dont celle des producteurs à vocation industrielle, tel RTA et son réseau privé.

⁶ R-3699-2009, Phase 1, pièce B-1, 2 juin 2009.

⁷ R-3699-2009, Phase 1, pièce C-5-12 RTA, 8 janvier 2010.

III. Demande d'adoption du Guide

28. Dans le cadre du présent dossier (R-3699-2009, Phase 2), le Coordonnateur dépose pour adoption par la Régie suivant l'article 85.8 de la *LRE*, le projet de Guide.

IV. Observations relatives au Guide

29. Bien que RTA ait appuyé en 2011 le projet de guide des sanctions alors proposé avant que la décision D-2011-068 ait été rendue⁸, l'évolution du présent dossier depuis les décisions D-2011-068 et D-2011-139 (para. 25) de même que depuis l'émission par la Régie le 10 octobre 2014 du *Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec* (PSCAQ) confirme les propos tenus par la Régie à l'effet que l'exercice visant à arrimer le Guide au modèle de fiabilité québécois doit se poursuivre.
30. Bien que certains de ces commentaires demeurent pertinents dans le contexte du système des normes de fiabilité maintenant adopté par la Régie, le Coordonnateur a apporté depuis de nombreuses révisions de fond au guide des sanctions⁹.
31. RTA n'a pas commenté le Guide avant le dépôt de la présente demande.
32. Pour ces raisons, le Guide doit faire l'objet de commentaires additionnels tant dans sa forme que dans son contenu pour s'assurer qu'il puisse tenir compte des particularités du système de fiabilité québécois et des dispositions de la *LRE*.
33. Ainsi, compte tenu de la portée significative de ce projet de Guide, RTA soumet à la Régie ses observations.

(a) Le Guide est principalement le reflet de celui de la NERC

34. Le Guide déposé par le Coordonnateur démontre à bien des égards une volonté qu'il soit modulé en fonction des particularités du Québec. Cependant, le Guide demeure le reflet de celui de la NERC¹⁰ et le travail doit se poursuivre pour que le Guide soit davantage arrimé au modèle québécois.

⁸ R-3699-2009, Phase 2, pièce C-5-23 RTA, 21 avril 2011; voir aussi R-3699-2009, Phase 2, pièce C-5-25 RTA, 17 juin 2011, déposée après la décision D-2011-068.

⁹ R-3699-2009, Phase 2, pièce B-56, HQCER-1, document 1, 21 avril 2011; R-3699-2009, Phase 2, pièce B-66, HQCER-1, document 1, 22 juin 2011; R-3699-2009, Phase 2, pièce B-145, HQMÉ-1, document 1 révisé, 24 novembre 2014; R-3699-2009, Phase 2, pièce B-149, HQMÉ-1, document 1 révisé, 13 février 2015.

¹⁰ R-3699-2009, Phase 2, pièce B-149, HQCMÉ-4, document 2.2, 13 février 2015.

35. Ainsi, le raisonnement qui découle de la décision D-2011-068 quant à l'adoption de normes de fiabilité qui tient compte des particularités du Québec doit s'appliquer au même titre à l'établissement des critères permettant à la Régie de déterminer des sanctions.
36. Il faut être prudent avant d'intégrer un guide des sanctions qui est adapté au modèle américain qui possède une structure, un marché et un ensemble de réseaux interconnectés très différents et qui n'a pas, entre ses diverses entités, la même relation commerciale et collaborative qui a toujours animé HQ et les entités visées, dont RTA.
37. Les enjeux formulés dans le dossier relatif aux normes de fiabilité demeurent pertinents en ce qui a trait au Guide. RTA est d'avis que le Guide doit refléter les particularités du Québec et que le guide de sanctions américain ne doit pas être transposé au système québécois comme source de référence et de modèle.
38. Le Guide fait en sorte de mettre toutes les entités visées au Québec sur un même pied d'égalité sans qu'il n'envisage de faire les distinctions qui s'imposent pour une entité telle RTA, qui est essentiellement un producteur à vocation industrielle.
39. La Régie, dans sa Demande de renseignements no 2¹¹ (la « **DDR no 2** »), a constaté plusieurs difficultés avec le texte actuel du Guide découlant de l'intégration des concepts énoncés au guide des sanctions américain.
40. Il est normal que de telles difficultés existent puisque au lieu de partir d'un guide adapté aux particularités du modèle québécois et aux concepts utilisés dans la *LRE*, le guide initial est le guide des sanctions de la NERC auquel des corrections doivent être apportées.
41. Ces divers constats et questionnements par la Régie ont d'ailleurs donné lieu à plusieurs propositions de modifications au texte actuel du Guide par le Coordonnateur¹².
42. Ceci démontre les imperfections et les difficultés qui découlent de se servir d'un modèle initial américain, ce qui amène son lot de difficultés pour la concordance et la portée des concepts utilisés.
43. Le travail effectué par le Coordonnateur suite à la DDR no 2 démontre également que le Guide¹³ continue de s'inspirer et de s'arrimer aux modalités du guide de sanctions américain. Par exemple :

¹¹ R-3699-2009, Phase 2, pièce A-108, 30 janvier 2015.

¹² R-3699-2009, Phase 2, pièce B-149, HQCMÉ-4, document 2, 13 février 2015.

- i) Une proposition de bonifier le Guide par l'ajout d'une section 4.3.9 portant sur la conclusion d'un règlement (tout comme le guide de sanctions américain) (R1.3). En principe, RTA est favorable à une telle proposition;
 - ii) Une proposition de supprimer la section 3.1 du Guide puisque le guide américain ne contient plus cette section depuis le 1^{er} juillet 2014 (R4.1);
 - iii) Une proposition de supprimer la section 3.14 du Guide (R6.2) et de la remplacer par un nouveau texte (R6.2);
 - iv) Des références par renvoi à un document de la NERC :
 - Faisant état des facteurs de risque de non-conformité (R7.1);
 - Faisant état du processus d'élaboration des normes (R7.2);
 - Faisant état des facteurs de gravité de la non-conformité (R7.3);
- RTA rappelle que cette façon de faire n'a pas été acceptée par la Régie dans sa décision D-2011-068 (para. 210);
- v) Une proposition de reformuler la section 4.1.1 du Guide pour importer des concepts définis dans le cadre du processus d'élaboration des normes de la NERC (R7.4).

44. Le texte actuel du Guide découle donc de l'intégration de concepts utilisés dans le guide de sanctions américain et non des particularités propres au modèle québécois.

(b) Le Guide représente un changement de culture

45. Tel qu'établi dans la Phase 1 du présent dossier, RTA et HQ ont réussi depuis de nombreuses années à gérer leur relation de voisinage, à optimiser le déploiement d'actifs de transport, à optimiser les ressources hydriques et à combler les besoins en énergie de RTA. Même en l'absence d'un encadrement législatif et réglementaire, la fiabilité du réseau privé de RTA et ses interconnexions avec le réseau d'HQ n'a jamais été compromise à quelque époque que ce soit. Au contraire, cette relation a pour objectif de supporter cette fiabilité et elle doit être supportée par la Régie.
46. Le Guide, tel que présenté, représente un changement radical de culture et l'on passe d'un régime de collaboration permettant bien souvent un dialogue axé sur la prévention et la

¹³ R-3699-2009, Phase 2, pièce B-149, HQCMÉ-1, document 1 révisé, 13 février 2015.

recherche de solutions, à un régime répressif où l'on cherche à pointer les fautifs et imposer des sanctions.

47. Quelle que soit la position prise par nos voisins du sud, au Québec, un système basé sur la collaboration est de loin supérieur à un système répressif pour mettre en place les éléments nécessaires à assurer la fiabilité du réseau.
48. Dans ce contexte, un guide des sanctions souple, favorisant la collaboration et les sanctions non pécuniaires, est à prioriser.
49. De plus, les sanctions non pécuniaires ne doivent pas être interprétées comme un régime d'exception aux sanctions pécuniaires.

(c) Le Guide va au-delà des fins auxquelles il doit servir

50. Le Guide tel qu'élaboré va au-delà des fins auxquelles il doit servir.
51. Le Guide est trop détaillé et restrictif, contrairement à ce que l'on retrouve généralement dans les autres juridictions du Canada qui ont défini leur régime de sanctions de façon plus souple principalement par voie réglementaire ou législative.
52. Dans les provinces de l'Ontario (Annexe 2), du Nouveau-Brunswick¹⁴ (Annexe 3) et de l'Alberta (Annexe 4), les critères ont été élaborés par voie de règlements alors que dans les provinces de la Colombie-Britannique (Annexe 5) et du Manitoba¹⁵ (Annexe 6), les critères ont été élaborés par voie législative.
53. Le cadre législatif ou réglementaire des provinces de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Colombie-Britannique par exemple utilise davantage des critères souples permettant d'orienter le pouvoir discrétionnaire tout en laissant une latitude à l'organisme déterminant la sanction.
54. Ces critères s'articulent autour d'une liste non exhaustive d'une dizaine de critères très souples et succincts, qui contient une disposition laissant toute la latitude à l'organisme dans la détermination de la sanction et montrant clairement que d'autres critères peuvent être utilisés suivant le contexte particulier.

¹⁴ Notons que la réglementation du Nouveau-Brunswick (voir l'article 20 du *Règlement du Nouveau-Brunswick sur les normes de fiabilité* 2013-66) mentionne de façon plus générale que les politiques et lignes directrices de la NERC, entre autres, doivent être respectées à moins qu'elles ne soient pas appropriées. Cette façon de faire (par simple renvoi) n'a cependant pas été acceptée par la Régie dans sa décision D-2011-068.

¹⁵ Au Manitoba, la majeure partie du guide des sanctions de la NERC a été adoptée à titre de règles de procédures par réglementation (*Règlement sur les normes de fiabilité* 25/2012). Cependant, ce guide ne sert qu'à l'organisme de contrôle qui fait ses recommandations à la Régie. La législation prévoit que la Régie peut, de son côté, considérer tout facteur qu'elle juge pertinent.

55. Par exemple, l'article 17(3) du *Règlement sur les normes de fiabilité du Nouveau-Brunswick* prévoit ceci (Annexe 3) :

17(3) En fixant le montant de la peine pécuniaire en fonction de la fourchette jugée appropriée figurant au paragraphe (2), la Commission tient compte, notamment :

- a) de l'existence de récidives et des antécédents de l'auteur de la violation en matière de conformité;
- b) du défaut de l'auteur de la violation de se conformer aux directives de mesures correctives selon la définition que donne de ce terme le PSCENB;
- c) de la communication de renseignements faite par l'auteur de la violation et des mesures correctives volontaires qu'il a prises;
- d) du degré et de la qualité de coopération que manifeste l'auteur de la violation dans le cadre de l'enquête portant sur la violation et de toute directive de mesures correctives à prendre relativement à la violation;
- e) de l'existence et de la qualité du programme de surveillance de l'auteur de la violation;
- f) de toute tentative de dissimuler la violation de la part de son auteur;
- g) de la question de savoir si la violation était intentionnelle, entre autres, si elle résultait de motivations économiques;
- h) de la question de savoir si la violation était intentionnelle mais qu'on peut établir qu'il s'agissait d'un effort de bonne foi d'éviter une menace plus grande et importante à la fiabilité immédiate du réseau de production-transport interconnecté;
- i) du temps dont on dispose pour atténuer les conséquences de la violation sur la fiabilité du réseau de production-transport;
- j) de l'existence de circonstances atténuantes comme les catastrophes naturelles.

56. L'article 109.2(3) de l'*Utilities Commission Act* de la Colombie-Britannique prévoit ceci (Annexe 5) :

(3) Before the commission imposes an administrative penalty on a person, the commission, in addition to considering anything else the commission considers relevant, must consider the following:

(a) previous contraventions by, administrative penalties imposed on and orders issued to the following:

- (i) the person;
- (ii) if the person is an individual, a corporation for which the individual is or was a director, officer or agent;
- (iii) if the person is a corporation, an individual who is or was a director, officer or agent of the corporation;

(b) the gravity and magnitude of the contravention;

(c) the extent of the harm to others resulting from the contravention;

(d) whether the contravention was repeated or continuous;

(e) whether the contravention was deliberate;

(f) any economic benefit derived by the person from the contravention;

(g) the person's efforts to prevent and correct the contravention;

(h) the cost of compliance with the provision contravened;

- (i) whether the person self-reported the contravention;
- (j) the degree and quality of cooperation during the commission's investigation;
- (k) any undue hardship that might arise from the amount of the penalty;
- (l) any other matters prescribed by the Lieutenant Governor in Council.

57. L'article 6.6.7 de l'*Ontario Electricity Market Rules* prévoit ceci (Annexe 2) :

6.6.7 In fixing the amount of the financial penalty within the ranges described in the tables set forth in sections 6.6.6 and 6.6.6B, the IESO shall have regard to:

- 6.6.7.1 the circumstances in which the breach occurred;
- 6.6.7.2 the severity of the breach;
- 6.6.7.3 the extent to which the breach was inadvertent, negligent, deliberate or otherwise;
- 6.6.7.4 the length of time the breach remained unresolved;
- 6.6.7.5 the actions of the market participant on becoming aware of the breach;
- 6.6.7.6 whether the market participant disclosed the matter to the IESO on its own or whether it was prompted to do so;
- 6.6.7.7 any benefit that the market participant obtained or may have obtained as a result of the breach;
- 6.6.7.8 any previous breach by the market participant of the market rules or of the conditions of its licence;
- 6.6.7.9 the actual or potential impact of the breach on other market participants;
- 6.6.7.10 the actual or potential impact of the breach on the IESO-administered markets as a whole;
- 6.6.7.10A the actual or potential impact of the breach on the reliability of the integrated power system;
- 6.6.7.11 any sanctions that may be imposed on the IESO by a standards authority as a result of the breach;
- 6.6.7.12 the immediacy of the threat that the breach poses to the reliability of the integrated power system or the IESO-administered market;
- 6.6.7.13 presence and quality of the market participant's compliance program;
- 6.6.7.14 whether on its own initiative, a market participant has undertaken to reasonably compensate the IESO-administered market for the value of any benefit it obtained as a result of the breach; and
- 6.6.7.15 such other matters as the IESO considers appropriate.

58. La province de l'Ontario semble être la seule à s'être dotée d'un guide mais pour les sanctions extraordinaires (Annexe 7). Les sanctions qui ne tombent pas dans cette catégorie sont traitées uniquement par l'ensemble des critères mentionnés au paragraphe précédent.

59. Le contenu d'un guide des sanctions faisant état de critères à prendre en considération dans la détermination d'une sanction par la Régie doit servir à orienter l'exercice de son pouvoir discrétionnaire et à assurer une certaine transparence pour les entités visées.

60. Cependant, son utilisation doit demeurer flexible pour éviter que le degré de latitude décisionnel de la Régie soit amoindri.
61. La *LRE* n'a pas voulu donner au guide des sanctions un contenu législatif ou réglementaire. Le guide proposé à l'article 85.8 de la *LRE* ne constitue donc pas du droit positif ayant force de loi.
62. Or, le Guide, dans sa forme actuelle, contraint la Régie à exercer son pouvoir discrétionnaire dans un sens déterminé.
63. La Régie exercera de façon moins souple et flexible son pouvoir discrétionnaire en limitant l'analyse des faits particuliers de chaque cas et en ne tenant pas compte, notamment, des particularités du modèle québécois.
64. Il importe donc de préserver la portée, la flexibilité et la discrétion dont bénéficie la Régie et ne pas aller vers un système aussi restrictif et détaillé que celui présenté dans le Guide. Il faut préserver un équilibre entre structurer l'exercice d'un pouvoir discrétionnaire et préserver la flexibilité nécessaire.

(d) Le Guide va au-delà du cadre législatif de la *LRE*

65. L'article 85.8 de la *LRE* prévoit et se limite seulement à établir que le guide doit faire état de critères à prendre en considération dans la détermination d'une sanction par la Régie, sans plus.
66. Le Guide proposé soulève certaines préoccupations supplémentaires qui méritent une attention particulière. En voici quelques exemples.
 - i) Le texte du Guide limite le pouvoir discrétionnaire de la Régie
67. La *LRE*, plus particulièrement à ses articles 85.8, 85.10, 85.12, 85.12.1, prévoit qu'il appartient à la Régie de rendre une décision et d'imposer une sanction en cas de contravention à une norme de fiabilité. La Régie dispose d'un pouvoir discrétionnaire dans l'imposition de la sanction.
68. Or, le Guide comprend à plusieurs endroits des dispositions qui enlèvent ou limitent ce pouvoir discrétionnaire appartenant à la Régie en lui dictant une démarche précise.
 - Section 1 : « l'application du Guide des sanctions doit correspondre au processus réglementaire applicable dans la province de Québec »; une portée réglementaire est ainsi attribuée au Guide;

- Section 1 : « limitation appropriée au degré de discrétion »; on ne doit pas parler de « limitation » mais plutôt d'orientation pour éviter de restreindre le pouvoir discrétionnaire;
 - Sections 3.3, 3.13 et 3.14 : « sanctions recommandées », « sanctions imposées par la Régie », « recommandations »; les sanctions doivent plutôt être « déterminées » par la Régie qui est la seule autorité compétente pour imposer des sanctions;
 - Section 3.3 : « des critères »; le Guide doit toujours parler de « certains critères », non limitatifs, pour donner toute la latitude à la Régie;
 - Sections 3.3 et 4.3 : « Lorsque des critères ou des aspects additionnels sont pris en considération, ils doivent être documentés et justifiés »; si la Régie s'écarte des critères établis dans le Guide, la dérogation sera traitée comme un cas d'exception et devra d'autant plus être documentée et justifiée par la Régie, ce qui restreint le pouvoir discrétionnaire attribué à la Régie et impose un fardeau additionnel aux entités visées;
 - Section 4.3 : « Le Guide reconnaît et demande que la Régie dans sa décision finale tienne compte à tout le moins des circonstances suivantes »; la Régie ne peut abdiquer son pouvoir discrétionnaire par le Guide;
 - L'utilisation de formulations directives et obligatoires comme « doit », « établit », « identifie », « détaille », « décrit » dans de nombreuses sections du Guide constitue une limite importante dans l'exercice du pouvoir discrétionnaire (voir par exemple les Sections 1, 2, 3, 3.3, 3.7, 3.9, 3.10, 3.13, 4, 4.2, 4.3, 4.3.1, 4.3.3, 4.3.4, 4.3.5, 4.3.6, 4.3.7, 4.3.8, 4.4.1, 4.4.2 et 5);
- ii) Le texte du Guide présente certaines interprétations de la LRE qui doivent être laissées à l'appréciation de la Régie
- Sections 3.11, 4.3, 4.3.4 et 5 : Par exemple, le plan de redressement (article 85.12 la LRE) et les mesures (article 85.12.1 de la LRE) ne sont pas considérés comme une sanction non pécuniaire mais uniquement comme un critère d'ajustement du montant de base de la sanction pécuniaire;
- iii) Le texte du Guide incorpore des notions qui vont au-delà du cadre législatif de la LRE
- Sections 3.15 et 4: « Fréquence et la durée des non-conformités ». Le Guide parle de « répétition d'une non-conformité le même jour » ce qui entraîne un dépassement possible à la sanction maximale qui doit être de 500 000 \$ par jour suivant l'article 85.10 de la LRE. Le Guide parle également « d'effet cumulatif dans le temps » ce qui introduit l'idée qu'une

non-conformité unique peut maintenant être sanctionnée plusieurs fois, ce qui amène une portée disproportionnée de la *LRE* et de la sanction imposée.

69. Ainsi, en conservant et en adoptant le Guide dans sa forme actuelle, le Guide va au-delà de son objet ou des fins pour lesquelles il doit être conçu.
70. Même en supposant que le Coordonnateur y apporte certaines modifications, la Régie, à qui la *LRE* attribue une grande discrétion, serait appelée à considérer des paramètres et des concepts non prévus à la *LRE* dans la détermination de toute sanction.

(e) Autres modifications nécessaires au Guide

71. En sus des nombreuses observations de RTA, des demandes de renseignements de la Régie et des réponses fournies par le Coordonnateur, force est de constater qu'un travail additionnel est nécessaire afin de permettre à la Régie d'adopter un guide des sanctions qui sera le reflet de notre modèle québécois et non celui de la NERC et qui sera assez souple pour laisser toute la latitude nécessaire à la Régie.
72. Outre les éléments décrits précédemment, d'autres dispositions du Guide devront faire l'objet d'une analyse particulière. RTA soumet par exemple, à titre indicatif seulement, les éléments suivants :
- i) Le Guide ne doit pas permettre de s'inspirer d'autres juridictions pour les fins de comparaison de sanctions à des contraventions. Le Guide doit orienter le régime québécois des sanctions;
 - ii) Le Guide prévoit des plages avec limites inférieures et supérieures de sanctions (Annexe A du Guide). Cependant, il faut que le Guide exprime clairement que la Régie n'est pas liée par de telles plages inférieures et ne peut abdiquer sa discrétion si le contexte particulier s'y prête;
 - iii) Le Guide (Section 3) devrait faire référence aux dommages ou portion des dommages qu'une entité visée peut ou aurait pu s'occasionner dans le cadre de ses propres opérations commerciales comme moyen de mitigation de la sanction;
 - iv) Le Guide (Sections 3 b et 3 d) ne doit pas permettre d'établir une preuve des dommages que le tiers aurait subi puisque cela a comme conséquence d'augmenter de manière significative le risque d'affaires de l'entité visée au-delà des conséquences associées à la contravention d'une norme de fiabilité;

- v) Le Guide (Section 3.10) traite des non-conformités intentionnelles pour motifs économiques. Un tel libellé écarte ou sinon limite de manière importante le concept de « *business judgement rule* » à l'effet que les administrateurs sont présumés avoir agi de manière éclairée, raisonnable, de bonne foi et dans l'intérêt de la société faisant en sorte qu'il n'y a pas lieu d'intervenir à l'égard de décisions d'affaires raisonnables prises par les dirigeants. Le même commentaire s'applique au concept de la diligence. En effet, toutes les décisions d'investissements des entreprises sont soutenues par des motifs économiques et leur accès au capital de sorte que l'absence de balises pourrait rendre une telle règle impraticable;
- vi) Le référence au NPCC (Section 3.14) est superflue car le NPCC a simplement le rôle qui lui a été délégué par la Régie pour remplir les obligations de la *LRE*;
- vii) La capacité financière de l'entité visée (Sections 3.5 et 4.4.1) doit être en relation avec ses actifs visés par le régime des normes de fiabilité instauré par la *LRE*, par exemple, pour RTA, son réseau, et non ses alumineries ou ses autres actifs. Les entreprises à vocation industrielle seraient autrement défavorisées sans une telle règle;
- viii) Le Guide (Section 4.4.1) devrait faire une distinction entre une entreprise réglementée et non réglementée. L'impact sur le bénéfice d'une entreprise privée est certes beaucoup plus important que sur celui d'une entreprise réglementée. Plus particulièrement, les entreprises non réglementées financent leurs efforts de fiabilité à même le profit de leurs actionnaires et leur accès au capital alors que les entreprises réglementées les financent par leurs tarifs et voient leurs profits augmenter suite à de tels investissements.

(f) Conséquences sur les décisions de la Régie

- 73. Suivant ce Guide, à la section 4.3, « La Régie dans sa décision finale peut aussi prendre en considération d'autres critères jugés pertinents, dans la mesure où leur utilisation est clairement indiquée et adéquatement justifiée. La Régie doit, dans sa décision finale, décrire de façon explicite et précise lesquels parmi ces critères elle a considérés, et dans quelle mesure ceux-ci ont influencé la détermination de la sanction. »
- 74. Les décisions de la Régie qui devront faire l'objet de justifications par rapport aux critères qui se trouvent ou non dans le Guide, risquent d'être remises en question par des contestations, révisions et appels de toutes sortes.

V. Recommandations

75. Une approche globale et souple, s'inspirant de ce qui se fait dans les autres provinces, s'avère une option intéressante à envisager, voire optimale, puisqu'elle permet un certain encadrement, tout en préservant l'exercice du pouvoir discrétionnaire par la Régie qui sera plus à même de trouver des solutions adaptées au modèle québécois et à chaque cas particulier.
76. RTA soumet qu'il est opportun de procéder à la révision du Guide pour y inclure des critères plus souples adaptés aux particularités du système de fiabilité québécois.
77. Afin de permettre le dépôt d'un guide révisé, RTA propose à la Régie (a) de communiquer les orientations qu'elle favorise relativement à la portée et au contenu d'un guide des sanctions qu'elle entend adopter, (b) de créer un groupe de travail composé de la Régie, du Coordonnateur et des autres participants au présent dossier et (c) de confier à ce groupe de travail le mandat suivant :
- i) Élaborer, suivant les orientations de la Régie, les principes et les critères plus souples à la confection d'un guide des sanctions adapté à la réalité et aux particularités du modèle québécois;
 - ii) Assouplir le processus, les principes et les critères sous-jacents à la confection d'un guide des sanctions adapté à la réalité et aux particularités du modèle québécois;
 - iii) Développer un consensus entre toutes les parties prenantes.
78. Ceci permettra au Coordonnateur de soumettre à la Régie pour adoption un guide des sanctions reflétant mieux les principes adaptés au Québec et les dispositions de la *LRE*.
79. RTA laisse à Régie le soin de déterminer la période au cours de laquelle un tel groupe de travail serait appelé à réaliser ses travaux. RTA est d'avis que sa proposition permettra d'arrimer le Guide au modèle de fiabilité québécois sans retarder le processus de manière significative.
80. Les travaux du groupe de travail, en autant qu'ils soient concluants et qu'un consensus soit obtenu entre les parties prenantes, pourraient permettre d'éviter qu'une audience soit requise suivant l'article 25 de la *LRE*.
81. Par ailleurs, dans l'éventualité où la Régie décidait plutôt d'adopter comme modèle le Guide proposé, elle devrait minimalement lui apporter les modifications requises par RTA.

VI. Mise en vigueur du guide des sanctions et des normes en vigueur aux États-Unis

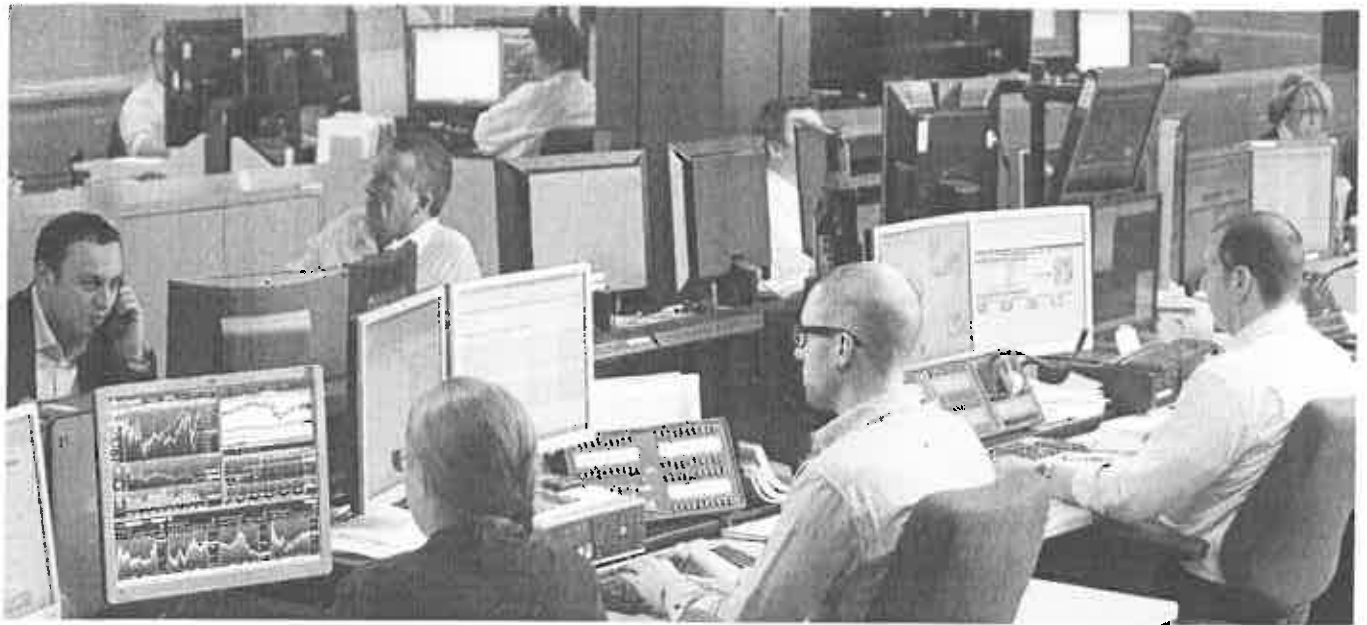
82. Quant à l'entrée en vigueur du guide des sanctions, RTA appuie la proposition du Coordonnateur à l'effet qu'une période de 120 jours de transition soit accordée après la mise en vigueur des normes mais précise qu'elle devrait s'appliquer tant aux sanctions pécuniaires qu'aux sanctions non pécuniaires.
83. Quant au délai d'entrée en vigueur des normes en vigueur aux États-Unis et à la suite de la réponse 12.1 du Coordonnateur à la DDR no 2, RTA appuie le délai d'entrée en vigueur de telles normes le premier jour d'un trimestre civil mais, afin d'éviter la situation où le premier jour d'un trimestre civil soit le lendemain de la décision de la Régie, RTA propose un délai minimal de 90 jours suivant la décision de la Régie. En d'autres mots, le délai d'entrée en vigueur des normes en vigueur aux États-Unis devrait être fixé au premier jour du trimestre suivant l'expiration d'un délai de 90 jours de la date de la décision de la Régie.

* * *

Le tout respectueusement soumis.

Annexe 1

Extraits pertinents du rapport annuel 2013 d'Hydro-Québec



LA VALORISATION DE L'ÉLECTRICITÉ QUÉBÉCOISE

Le pic de production est géré en fonction de deux impératifs : la sécurité de l'approvisionnement en électricité du Québec et la rentabilité de l'exploitation. Sur ces plans, les centrales à réservoir offrent de grandes capacités de stockage et peuvent démarrer en quelques minutes. Nous sommes ainsi en mesure de moduler la production en fonction de la demande intérieure et des conditions des marchés d'exportation.

Les ventes d'électricité à Hydro-Québec Distribution ont totalisé 167,2 TWh en 2013, comparativement à 165,7 TWh en 2012.

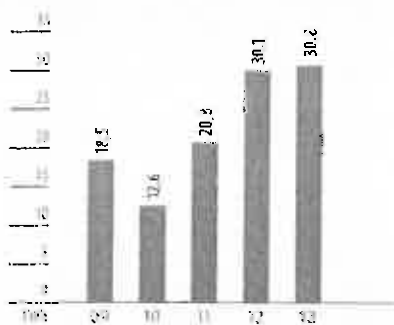
Les exportations nettes ont engendré un revenu de 1 353 M\$ pour 30,8 TWh. Une planification et une exploitation judicieuses et avisées de nos installations de production ont permis un volume élevé de ventes d'électricité hors Québec pour une deuxième année consécutive. La forte production de gaz de schiste à proximité de nos marchés d'exportation continue d'exercer une pression à la baisse sur les prix de l'électricité.

1 Travaux de maintenance sur un groupe turbine-alternateur de la centrale de Carillon, centrale qui a été son 20^e anniversaire en 2013.

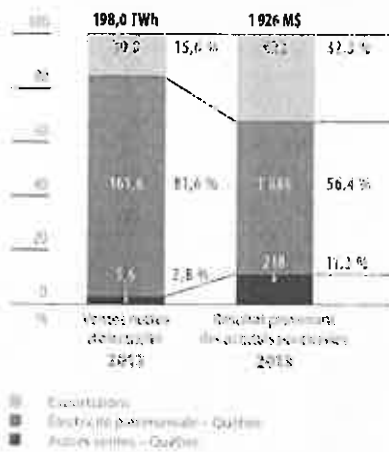
2 Le mécanicien François Boisjolis examine le régulateur de vitesse d'un groupe de la centrale Jean-Lévesque (Marie-Ève).

3 Contrôleurs et équipes centralisés à l'œuvre au parquet de transactions électricitaires d'Hydro-Québec Production.

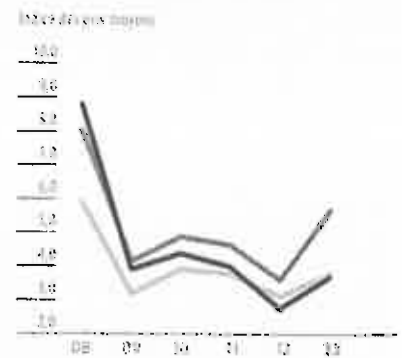
EXPORTATIONS NETTES D'ÉLECTRICITÉ D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION



VENTES NETTES D'ÉLECTRICITÉ ET RÉSULTAT PROVENANT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION PAR MARCHÉS



ÉVOLUTION DES PRIX DE L'ÉNERGIE SUR LES MARCHÉS EXTERIEURS D'HYDRO-QUÉBEC



■ New York - Zone 6 (DAM) (US\$MWh)
 ● New York - Zone 6 (DAM) (US\$MWh)
 ▲ Day-Ahead Market (M\$/GWh)

■ Day-Ahead Market (M\$/GWh) sur le marché de la nuit (prix de l'électricité en heures creuses)
 ● Day-Ahead Market (M\$/GWh) sur le marché de la nuit (prix de l'électricité en heures pleines)
 ▲ Day-Ahead Market (M\$/GWh) sur le marché de la nuit (prix de l'électricité en heures creuses)

Annexe 2

Cadre législatif et réglementaire de l'Ontario relativement aux sanctions

ONTARIO

Ontario Electricity Market Rules [Les règles du marché, Chapitre 3, en date du 10 septembre 2014]

Chapter 3

Administration, Supervision, Enforcement

6. Enforcement

6.1 Introduction

6.1.1 This section sets forth the rules pursuant to which the IESO shall monitor, assess and enforce compliance with the market rules, including by means of the imposition of financial penalties, the issuance of non-compliance letters, suspension orders, termination orders and disconnection orders and the taking of such other enforcement actions as provided for in these market rules.

6.1.2 The IESO shall undertake such monitoring as it considers necessary to determine whether market participants are complying with the market rules.

6.2 Procedures Concerning Alleged Breaches of the Market Rules

[...]

6.2.7 Subject to section 6.2.7A, where the IESO determines that a market participant has breached the market rules, the IESO may by order do any one or more of the following:

6.2.7.1 direct the market participant to do, within a specified period, such things as may be necessary to comply with the market rules;

6.2.7.2 direct the market participant to cease, within a specified period, the act, activity or practice constituting the breach;

6.2.7.3 impose additional or more stringent record-keeping or reporting requirements on the market participant;

6.2.7.4 issue a non-compliance letter in accordance with section 6.6;

6.2.7.5 impose financial penalties in accordance with section 6.6 indicating the time within which payment of the financial penalty must be made to the IESO, provided that no such penalties shall be imposed unless the IESO is satisfied that the breach could have been avoided by the exercise of due diligence by the market participant or that the market participant acted intentionally; or

6.2.7.6 take such other action as may be provided for in Appendix 3.1 in respect of the market rule that has been breached by the market participant.

[...]

6.6 Non-compliance Letters and Financial Penalties

6.6.1 This section 6.6 sets forth the manner in which the IESO will pursuant to section 6.2.7 issue non-compliance letters and fix financial penalties to be imposed on market participants for breaches of the market rules.

6.6.2 Where the IESO has determined that it is appropriate to issue a letter of non-compliance or impose a financial penalty upon a market participant, the IESO shall:

6.6.2.1 determine the level of non-compliance by the market participant in accordance with section 6.6.3;

6.6.2.2 determine the rate of recurrence of non-compliance by the market participant in accordance with section 6.6.4;

6.6.2.3 based on the determinations made in accordance with sections 6.6.2.1 and 6.6.2.2, issue a non-compliance letter or impose a financial penalty; and

6.6.2.4 where a determination is made to impose a financial penalty, fix the amount of the penalty in accordance with section 6.6.6.

6.6.2A When determining the particular level of non-compliance referred to in section 6.6.2.1, the IESO shall establish:

- whether all of the conditions for a level have been met; and
- that the manner and time, proposed by the market participant, within which the non-compliance event will be remedied are reasonable under the circumstances.

If a market participant

- meets some but not all of the conditions of any single level; or
- proposes a manner and time in which the non-compliance event will be remedied that are not reasonable under the circumstances in the opinion of the IESO,

then the IESO shall assign what it considers to be the appropriate non-compliance level.

6.6.3 The IESO shall determine the level of non-compliance referred to in section 6.6.2.1 as follows:

6.6.3.1 Level "L1" shall apply where the market participant:

- i. failed to comply, in part, with the requirements of a market rule, and
- ii. on its own initiative informed the IESO on a timely basis of:
 - the reasons for the non-compliance, and
 - the manner and time in which the non-compliance will be remedied.

6.6.3.2 Level "L2" shall apply where the market participant:

- i. failed to comply in whole with the requirements of a market rule, and

ii. on its own initiative informed the IESO on a timely basis of:

- the reasons for the non-compliance, and
- the manner and time in which the non-compliance will be remedied.

6.6.3.3 Level “L3” shall apply where the market participant:

- i. failed to comply, in whole or in part, with the requirements of a market rule,
- ii. did not on its own initiative inform the IESO on a timely basis of the non-compliance; but
- iii. did inform, at the IESO’s request and within the time specified in the request, the IESO of:
 - the reasons for the non-compliance, and
 - the manner and time in which the non-compliance will be remedied.

6.6.3.4 Level “L4” shall apply where the market participant:

- i. failed to comply, in whole or in part, with the requirements of a market rule,
- ii. did not on its own initiative inform the IESO on a timely basis of the non-compliance; and
- iii. did not inform, at the IESO’s request and within the time specified in the request, the IESO of:
 - the reasons for the non-compliance, and
 - the manner and time in which the non-compliance will be remedied.

6.6.4 The IESO shall determine the rate of recurrence of non-compliance referred to in section 6.6.2.2 based on the frequency and duration with which the market participant has been found by the IESO to be in breach of the market rules.

6.6.5 [Intentionally left blank – section deleted]

6.6.6 Where the IESO has determined, based on the determinations made under section 6.6.2, that the applicable sanction is the imposition of a financial penalty, the IESO shall, subject to section 6.6.6A, consider the factors listed in section 6.6.7 and impose a financial penalty on the market participant within the ranges set out in the following table.

Level of Non-Compliance	Range of Sanctions
L1	Non-compliance letter or up to \$2,000.00
L2	Non-compliance letter or up to \$4,000.00
L3	Non-compliance letter or up to \$6,000.00
L4	\$1,000.00 to \$10,000.00

6.6.6A The IESO may impose on a market participant a financial penalty in excess of the amount otherwise provided for in section 6.6.6 and no greater than \$1,000,000 per occurrence, where:

6.6.6A.1 the market participant has breached a market rule while a declaration that the IESO-controlled grid is in an emergency operating state or a high-risk operating state was in effect;

6.6.6A.2 the market participant breached a market rule while a declaration that market operations have been suspended was in effect;

6.6.6A.3 the IESO Board determines that the impact of the market participant's breach of a market rule on either the IESO-administered markets or the reliability of the integrated power system is particularly severe; or

6.6.6A.4 the rate of recurrence of non-compliance by the market participant with the market rules is of such frequency or duration as to warrant the imposition of a higher financial penalty.

6.6.6B Where at least one of the conditions of 6.6.6A are met and the IESO has determined that the applicable sanction is the imposition of a financial penalty, the IESO shall, consider the factors listed in section 6.6.7 and impose a financial penalty on the market participant within the ranges set out in the following table.

Impact Level	Non-compliance Level (Severity and Breach History)							
	Low		Moderate		High		Severe	
	Range limit		Range limit		Range limit		Range limit	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Low	\$2,000	\$25,000	\$2,000	\$50,000	\$3,000	\$75,000	\$5,000	\$100,000
Little or None								
Medium	\$2,000	\$100,000	\$4,000	\$250,000	\$6,000	\$450,000	\$10,000	\$600,000
Material								
High	\$4,000	\$250,000	\$8,000	\$500,000	\$12,000	\$750,000	\$20,000	\$1,000,000
Severe								

The IESO shall establish the penalty range at the intersection of the determined impact level and non-compliance level in accordance with the applicable market manual which includes:

- The IESO shall determine the impact level by examining all the impacts of the breach under investigation and selecting an appropriate impact level.
- The IESO shall determine the non-compliance level by examining breach history contributions, severity, and any aggravating or mitigating adjustments.

6.6.7 In fixing the amount of the financial penalty within the ranges described in the tables set forth in sections 6.6.6 and 6.6.6B, the IESO shall have regard to:

6.6.7.1 the circumstances in which the breach occurred;

6.6.7.2 the severity of the breach;

6.6.7.3 the extent to which the breach was inadvertent, negligent, deliberate or otherwise;

6.6.7.4 the length of time the breach remained unresolved;

6.6.7.5 the actions of the market participant on becoming aware of the breach;

6.6.7.6 whether the market participant disclosed the matter to the IESO on its own or whether it was prompted to do so;

6.6.7.7 any benefit that the market participant obtained or may have obtained as a result of the breach;

6.6.7.8 any previous breach by the market participant of the market rules or of the conditions of its licence;

6.6.7.9 the actual or potential impact of the breach on other market participants;

6.6.7.10 the actual or potential impact of the breach on the IESO-administered markets as a whole;

6.6.7.10A the actual or potential impact of the breach on the reliability of the integrated power system;

6.6.7.11 any sanctions that may be imposed on the IESO by a standards authority as a result of the breach;

6.6.7.12 the immediacy of the threat that the breach poses to the reliability of the integrated power system or the IESO-administered market;

6.6.7.13 presence and quality of the market participant's compliance program;

6.6.7.14 whether on its own initiative, a market participant has undertaken to reasonably compensate the IESO-administered market for the value of any benefit it obtained as a result of the breach; and

6.6.7.15 such other matters as the IESO considers appropriate.

6.6.8 Where Appendix 3.1 provides for the imposition of a formula-based penalty in respect of the breach of a market rule, the IESO may issue a letter of non-compliance pursuant to section 6.6.2.3 or impose a financial penalty upon the market participant, the amount of which shall be determined by the application of the following formula:

$$P = D \times T \times C$$

Where:

P = the amount of the financial penalty, in dollars

D = the deviation from the applicable obligation in the market rules, expressed in terms of MW, MVAR, kV, power factor or other determinant, as specified in Appendix 3.1 in respect of the particular market rule

T = the duration of the breach, expressed in hours or fractions of hours

C = the amount determined in accordance with section 6.6.9 in respect of the particular market rule

6.6.9 The amount C referred to in section 6.6.8 shall be determined, in respect of the breach of a particular market rule, by multiplying the market price prevailing at the time of the breach by an amount determined by the IESO having regard to the criteria set forth in section 6.6.7 and to the factors noted in sections 6.6.6A.1 to 6.6.6A.4, where applicable.

6.6.10 Where Appendix 3.1 specifies more than one sanction in respect of the breach of a particular market rule, the IESO may impose all of the sanctions so specified on the market participant provided that no financial penalty may be imposed in respect of a breach for which the IESO has issued a letter of non-compliance pursuant to section 6.6.2.3. Nothing in this section 6.6.10 shall prevent the IESO from imposing a financial penalty for failure by a market participant to remedy a breach in respect of which a letter of non-compliance has been issued or if there is any repetition or continuation of such breach.

6.6.10A In respect of a breach of section 7.5.8A of Chapter 7, the IESO may:

6.6.10A.1 issue a letter of non-compliance or impose a financial penalty upon the market participant pursuant to sections 6.6.2.3, and 6.6.6; and

6.6.10A.2 adjust settlement amounts paid or payable to a registered market participant such as transmission rights payments, congestion management settlement credits or other settlement amounts that the registered market participant received or avoided due to an act or omission or a course of conduct of either the registered market participant alone or the registered market participant by agreement or arrangement with one or more other market participants that led to the breach of section 7.5.8A of Chapter 7.

6.6.11 Nothing in this section 6.6 shall preclude the IESO from making an order under one or more of sections 6.2.7.1, 6.2.7.2, 6.2.7.3 or 6.2.7.6 in respect of a breach of the market rules with respect to which a sanction has been imposed pursuant to this section 6.6.

6.6.12 [Intentionally left blank]

6.6.12.1 [Intentionally left blank]

6.6.12.2 [Intentionally left blank]

6.6.13 [Intentionally left blank – section deleted]

6.6.14 No additional financial penalty may be imposed in respect of a breach of the market rules for which a financial penalty has already been imposed pursuant to this section 6.6 provided that nothing in this section 6.6.14 shall prevent the IESO from imposing a financial penalty for failure by a market participant to remedy a breach in respect of which a financial penalty has been imposed or if there is any repetition or continuation of such breach.

6.7 Officers and Agents

6.7.1 If any director, officer, employee partner or agent of a market participant does any act or refrains from doing any act which if done or omitted to be done, as the case may be, by a market participant would constitute a breach of the market rules, such act or omission shall be deemed for the purposes of this section 6 to be the act or omission of the market participant.

Annexe 3

Cadre législatif et réglementaire du Nouveau-Brunswick relativement aux sanctions

NOUVEAU-BRUNSWICK

Loi sur l'électricité, LN-B 2013, c 7

PARTIE 7

NORMES DE FIABILITÉ

122(4) Sous réserve des règlements, si elle juge qu'une personne a violé une norme de fiabilité approuvée, la Commission peut, par ordonnance, l'obliger à prendre une ou plusieurs des mesures suivantes :

a) en conformité avec les règlements :

(i) préparer et soumettre à son approbation un plan de mesures visant à rectifier la violation et à éviter toute récidive,

(ii) mettre en oeuvre le plan qu'approuve la Commission;

b) verser toute peine pécuniaire que prévoient les règlements;

c) s'abstenir de poursuivre les activités, d'exercer les fonctions ou d'effectuer les opérations y mentionnées;

d) poursuivre les activités, exercer les fonctions ou effectuer les opérations y mentionnées sous réserve de toute restriction y prévue;

e) débrancher du réseau de production-transport tout ouvrage y indiqué;

f) accomplir ou cesser d'accomplir tout acte réglementaire.

122(5) L'ordonnance que rend la Commission en vertu du paragraphe (4) ne peut exiger à quiconque de construire un ouvrage ou de modifier un ouvrage existant en vue d'accroître sa capacité de production ou de transport.

122(6) La peine pécuniaire qu'inflige la Commission en vertu de l'alinéa (4)b) est remise au ministre des Finances pour qu'elle soit versée au Fonds consolidé.

122(7) Les mesures ou les peines que prévoit l'ordonnance rendue en vertu du paragraphe (4) sont raisonnablement proportionnelles à la gravité de la violation reprochée.

122(8) Lorsqu'elle rend une ordonnance en vertu du paragraphe (4), la Commission tient compte des efforts déployés par la personne concernée de rectifier la violation en temps opportun et tous autres facteurs qu'elle estime pertinents.

Règlement sur les normes de fiabilité, Règl du N-B 2013-66

(Pris en vertu de la Loi sur l'électricité (D.C. 2013-286))

PEINES PÉCUNIAIRES

Peines pécuniaires

17(1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent article.

« degré de gravité de violation » S'entend du degré de gravité (faible, moyen, élevé ou très élevé) de la violation d'une exigence que comporte une norme de fiabilité approuvée que commet une personne. (Violation Severity Level)

« facteur de risque de violation » Le facteur de risque de violation (faible, moyen ou élevé) qu'attribue une norme de fiabilité approuvée à la violation d'une exigence quelconque de cette norme ou, à défaut, celui qu'établit la Commission par rapport à cette exigence. (Violation Risk Factor)

17(2) La Commission qui inflige une peine pécuniaire conformément à l'alinéa 122(4)b) de la Loi en fixe le montant en fonction de la fourchette (colonne 3 du tableau ci-dessous) qui correspond au facteur de risque de violation (colonne 1) et au degré de gravité de violation (colonne 2).

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Facteur de risque de violation	Degré de gravité de violation	Fourchette (par violation) (en \$)
Faible	Faible	de 1 000 à 3 000
Faible	Moyen	de 2 000 à 7 500
Faible	Élevé	de 3 000 à 15 000
Faible	Très élevé	de 5 000 à 25 000
Moyen	Faible	de 2 000 à 30 000
Moyen	Élevé	de 6 000 à 200 000
Moyen	Très élevé	de 10 000 à 335 000
Élevé	Faible	de 4 000 à 125 000
Élevé	Moyen	de 8 000 à 300 000
Élevé	Élevé	de 12 000 à 625 000
Élevé	Très élevé	de 20 000 à 1 000 000

17(3) En fixant le montant de la peine pécuniaire en fonction de la fourchette jugée appropriée figurant au paragraphe (2), la Commission tient compte, notamment :

- a) de l'existence de récidives et des antécédents de l'auteur de la violation en matière de conformité;
- b) du défaut de l'auteur de la violation de se conformer aux directives de mesures correctives selon la définition que donne de ce terme le PSCENB;
- c) de la communication de renseignements faite par l'auteur de la violation et des mesures correctives volontaires qu'il a prises;
- d) du degré et de la qualité de coopération que manifeste l'auteur de la violation dans le cadre de l'enquête portant sur la violation et de toute directive de mesures correctives à prendre relativement à la violation;

- e) de l'existence et de la qualité du programme de surveillance de l'auteur de la violation;
- f) de toute tentative de dissimuler la violation de la part de son auteur;
- g) de la question de savoir si la violation était intentionnelle, entre autres, si elle résultait de motivations économiques;
- h) de la question de savoir si la violation était intentionnelle mais qu'on peut établir qu'il s'agissait d'un effort de bonne foi d'éviter une menace plus grande et importante à la fiabilité immédiate du réseau de production-transport interconnecté;
- i) du temps dont on dispose pour atténuer les conséquences de la violation sur la fiabilité du réseau de production-transport;
- j) de l'existence de circonstances atténuantes comme les catastrophes naturelles.

17(4) Ayant choisi la fourchette appropriée figurant au paragraphe (2), la Commission peut, par dérogation à ce paragraphe, infliger une peine pécuniaire inférieure au montant minimal de la fourchette si :

- a) ou bien l'auteur de la violation n'a pas tenté de la dissimuler et il s'agit d'une première violation;
- b) ou bien la violation n'a produit qu'un effet inconséquent sur la fiabilité du réseau de production-transport interconnecté;
- c) ou bien sur demande écrite de l'auteur de la violation, elle décide que le montant inférieur convient mieux vu la situation financière de celui-ci et sa capacité de la payer.

17(5) Par dérogation au paragraphe (2), si elle inflige à la fois une peine pécuniaire et non pécuniaire relativement à une violation, la Commission peut, en fixant le montant de la peine pécuniaire, tenir compte de la valeur monétaire rattachée à la peine non pécuniaire, même si cette prise en compte entraîne une peine pécuniaire inférieure au montant minimal de la fourchette appropriée.

17(6) S'agissant d'une pluralité de violations d'une norme de fiabilité approuvée découlant d'un seul acte ou du même événement, la Commission peut infliger à leur auteur une seule peine pécuniaire d'un montant global.

17(7) Toute disposition d'une entente portant règlement traitant de peines pécuniaires peut l'emporter sur celles qui seraient par ailleurs fixées en vertu du présent article.

Annexe 4

Cadre législatif et réglementaire de l'Alberta relativement aux sanctions

ALBERTA

Alberta Utilities Commission Act, SA 2007, c A-37.2

52(1) Notwithstanding section 51, where the Market Surveillance Administrator is satisfied that a person has contravened an ISO rule or a reliability standard for which a penalty has been specified by the Commission under subsection (7), the Market Surveillance Administrator may issue a notice of specified penalty to the person in accordance with the rules made under subsection (7).

(2) Where

(a) a person fails to pay a specified penalty in accordance with the notice of specified penalty issued under subsection (1), or

(b) a person named in the notice of specified penalty disputes the issuing of the notice,

the Market Surveillance Administrator shall give written notice to the Commission requesting a hearing in accordance with section 51.

(3) If the person to whom the notice of specified penalty was issued under subsection (1) fails to attend before the Commission, the Commission may conduct the hearing *ex parte*.

(4) At the conclusion of its hearing, the Commission may

(a) rescind the notice of specified penalty issued under subsection (1),

(b) confirm the specified penalty set out in the notice of specified penalty, or

(c) impose an administrative penalty on the person in accordance with section 63.

[...]

(7) The Commission may make rules

(a) prescribing the form and contents of notices of specified penalty for the purposes of this section;

(b) prescribing contraventions of ISO rules or reliability standards in respect of which a specified penalty may be imposed and prescribing the amounts, up to a maximum of \$100 000 per day, or the manner of determining the amounts, of the specified penalties that may be imposed;

(c) prescribing limitation periods for the giving of notices of specified penalty.

Part 6

Administrative Penalties and Offences

Administrative penalties

63(1) If the Commission, after a hearing or other proceeding, determines that a person has contravened or failed to comply with any provision of this Act or any other enactment under the jurisdiction of the Commission, any decision or

order of the Commission or any Commission rule, ISO rule or reliability standard, the Commission may by order do either or both of the following:

- (a) impose an administrative penalty on that person;
 - (b) impose any terms or conditions on that person that the Commission considers appropriate.
- (2) An administrative penalty imposed under subsection (1) may require the person to whom it is directed to pay either or both of the following:
- (a) an amount not exceeding \$1 000 000 for each day or part of a day on which the contravention occurs or continues;
 - (b) a one-time amount to address economic benefit where the Commission is of the opinion that the person has derived an economic benefit directly or indirectly as a result of the contravention.
- (3) The terms and conditions referred to in subsection (1)(b) may include, but are not limited to, prohibiting the person from engaging in conduct specified in the order or directing the person to take action specified in the order.
- (4) A person who pays an administrative penalty in respect of a contravention may not be charged under this Act or any other enactment with an offence in respect of that contravention.
- (5) An administrative penalty paid to the Commission under this section or pursuant to section 67 shall be paid into the General Revenue Fund.

Alberta Utilities Commission Rule 013

Criteria Relating to the Imposition of Administrative Penalties

This rule as amended was approved by the Alberta Utilities Commission on January 15, 2013 and is effective on February 1, 2013.

1 Application

These rules set out the factors that the Commission will consider in determining the administrative penalty to be imposed on a person, pursuant to Section 63(2)(a) of the Alberta Utilities Commission Act, to ensure even-handed enforcement and to protect energy markets and consumers.

2 Definitions

In these rules "Commission" means the Alberta Utilities Commission.

3 Factors to be considered

The Commission shall make an enforcement decision based on the relevant factors of each case including the seriousness of the contravention, the compliance system, and self-reporting or cooperation of the person named in the contravention.

4 Seriousness of the contravention

In determining the seriousness of the contravention, the Commission may consider the following:

- (1) What harm was caused by the contravention?
- (2) Was there a loss of life or injury or endangerment of persons?
- (3) Was there damage to property or the environment?
- (4) Was there impact or potential to impact the safe, reliable and economic operation of the bulk electric system as that term is defined in the Alberta Electric System Operator Consolidated Authoritative Document Glossary?
- (5) Was the harm widespread across markets or customers, or was it limited in scope and impact?
- (6) Did it involve significant sums of money?
- (7) Were others indirectly affected by the wrongdoing?
- (8) What benefit did the wrongdoer gain from the contravention?
- (9) Was the contravention the result of manipulation, deceit or artifice?
- (10) Did the wrongdoer misrepresent material facts?
- (11) Was the conduct fraudulent?
- (12) Were the actions of the wrongdoer reckless or deliberately indifferent to the results?
- (13) Was the action willful? Was the contravention part of a broader scheme? Did the wrongdoer act in concert with others?
- (14) Is this a repeat offence or does the person have a history of contraventions?
- (15) Is this an isolated instance or a recurring problem?
- (16) Was the wrongdoing systematic and persistent?
- (17) How long did the wrongdoing last?
- (18) Was the wrongdoing related to actions by senior management, the result of pressure placed on employees by senior management to achieve specific results, or done with the knowledge and acquiescence of senior management?
- (19) Did management engage in a cover-up?
- (20) How did the wrongdoing come to light?
- (21) Did senior management resist or ignore efforts to inquire into actions or otherwise impede an inquiry into the contravention?

(22) What effect would potential penalties have on the financial viability of the corporation that committed the wrongdoing?

(23) What are other pertinent elements related to the contravention?

5 Internal compliance, self-reporting or cooperation

The Commission may consider, in determining the amount of the administrative penalty, the steps taken by the person named in the contravention to prevent, monitor and immediately stop misconduct, to report contraventions to the Market Surveillance Administrator or the Commission and to cooperate with the Market Surveillance Administrator or the Commission in its investigation.

6 Factors

In determining if any mitigation is warranted in the amount of the administrative penalty to be imposed, the Commission may consider the following:

- (1) Does the corporation have an established, formal program for internal compliance?
- (2) Is it well documented and widely disseminated within the corporation?
- (3) Is the program supervised by an officer or other high ranking official?
- (4) Does the compliance official report to or have independent access to the chief executive officer or the board of directors?
- (5) Is the program operated and managed so as to be independent?
- (6) Are there sufficient resources dedicated to the compliance program?
- (7) Is compliance fully supported by senior management? For example, is senior management actively involved in compliance efforts and do corporate policies regarding compensation, promotion and disciplinary action take into account the relevant employees' compliance with the enactments over which the Commission has jurisdiction, Commission decisions, orders, rules, and the reporting of any contraventions?
- (8) How frequently does the corporation review and modify the compliance program?
- (9) How frequently is training provided to all relevant employees?
- (10) Is the training sufficiently detailed and thorough to instill an understanding of the relevant orders or rules and the importance of compliance?
- (11) In addition to training, does the corporation have an ongoing process for auditing its compliance?
- (12) How has the corporation responded to prior wrongdoing?
- (13) When misconduct occurs, is it a repeat of the same offence or misconduct of a different nature?
- (14) Does the corporation adopt and ensure enforcement of new and more effective internal controls and procedures to prevent a recurrence of misconduct?

- (15) How did the corporation uncover the misconduct? Was it through a self-evaluation, internal audit, or internal compliance program?
- (16) Did the corporation act immediately when it learned of the misconduct?
- (17) Did the corporation notify the Market Surveillance Administrator or the Commission promptly?
- (18) Did senior management actively participate and encourage employees to provide information to identify the misconduct?
- (19) Did the corporation take immediate steps to stop the misconduct?
- (20) Did it implement or create an adequate response to the misconduct?
- (21) Did the corporation arrange for individuals with full knowledge of the matter to meet with Market Surveillance Administrator or Commission enforcement staff?
- (22) Did the corporation present its findings to the Market Surveillance Administrator or the Commission and provide all relevant evidence regarding the misconduct, including full disclosure of the scope of the wrongdoing; the identity of all employees involved, including senior executives; the steps taken by the corporation upon learning of the misconduct; communications among involved employees; documents evidencing the misconduct; and measures taken to remedy the misconduct?
- (23) Did the corporation or individuals show exemplary cooperation? That is, cooperation which quickly ends wrongful conduct, determines the facts, and corrects a problem?
- (24) Did the corporation volunteer to provide internal investigation or audit reports relating to the misconduct?
- (25) Did the corporation hire an independent outside entity to assist the corporation's investigation?
- (26) Did senior management make clear to all employees that their cooperation has the full support and encouragement of management and the directors of the corporation?
- (27) Did the corporation facilitate Market Surveillance Administrator or Commission access to employees with knowledge and information bearing on the issue, and actively encourage such employees to provide the Market Surveillance Administrator or the Commission with complete and accurate information?
- (28) Did the corporation identify culpable employees and assist the Market Surveillance Administrator or the Commission in understanding their conduct?
- (29) Did the corporation make records readily available, with assistance on searching and interpreting information in the records?
- (30) Did the corporation fairly and accurately determine the effects of the misconduct; including identifying the revenues and profits resulting from the misconduct and the customers, or market participants adversely affected by the misconduct?

Alberta Utilities Commission Rule 027

Specified Penalties for Contravention of Reliability Standards

This rule as amended was approved by the Alberta Utilities Commission on December 9, 2013 and is effective on January 1, 2014.

1 *Application*

These rules apply to the contravention of a reliability standard or a requirement within a reliability standard.

[...]

3 *Notice of specified penalty*

3.1 The Market Surveillance Administrator may issue a notice of specified penalty under Section 52 of the Alberta Utilities Commission Act for the contravention of a reliability standard listed in the penalty table on pages 6 to 9 of this rule.

[...]

4 *Penalty assessment*

4.1 Where the Market Surveillance Administrator is satisfied that a market participant or the ISO has contravened a reliability standard, the amount of the specified penalty shall be determined in accordance with this section and the penalty table.

4.2 For contraventions of the reliability standards listed in category 1, 2 or 3 of the penalty table, the Market Surveillance Administrator shall determine the amount of the specified penalty for a contravention at the severity level in the penalty table, in accordance with the following:

(a) Low severity level means that the impact, the risk or the scope of the contravention of a reliability standard on the safe, reliable and economic operation of the interconnected electric system is considered by the Market Surveillance Administrator to be low.

(b) Moderate severity level means that the impact, the risk or the scope of the contravention of a reliability standard on the safe, reliable and economic operation of the interconnected electric system is considered by the Market Surveillance Administrator to be moderate.

(c) High severity level means that the impact, the risk or the scope of the contravention of a reliability standard on the safe, reliable and economic operation of the interconnected electric system is considered by the Market Surveillance Administrator to be high.

(d) Severe severity level means that the impact, the risk or the scope of the contravention of reliability standard on the safe, reliable and economic operation of the interconnected electric system is considered by the Market Surveillance Administrator to be severe.

4.3 For contraventions of the reliability standards listed in Category 4 of the penalty table, the Market Surveillance Administrator shall determine the amount of the specified penalty at the severity level in the penalty table, in accordance with the following, where control performance standard 1 (CPS1) and control performance standard 2 (CPS2) are calculated in accordance with BAL-001-AB-0a:

Severity Level	CPS1	CPS2
Low	95% ≤ CPS1 < 100%	85% ≤ CPS2 < 90%
Moderate	90% ≤ CPS1 < 95%	80% ≤ CPS2 < 85%
High	85% ≤ CPS1 < 90%	75% ≤ CPS2 < 80%
Severe	CPS1 < 85%	CPS2 < 75%

4.4 For contraventions of the reliability standards listed in category 5, 6, 7, 8 or 9 of the penalty table, the Market Surveillance Administrator shall determine the amount of the specified penalty at the level in the penalty table.

4.5 In the case where a market participant or the ISO self-discloses facts which satisfy the Market Surveillance Administrator that a contravention of a reliability standard listed in the penalty table has occurred, the Market Surveillance Administrator shall determine the amount of the specified penalty in accordance with this section and the penalty table and reduce the amount of the specified penalty by 25 per cent.

4.6 In the case where a market participant or the ISO provides a mitigation plan with respect to a reliability standard listed in the penalty table to the Market Surveillance Administrator, the Market Surveillance Administrator, if it accepts the mitigation plan, shall determine the amount of the specified penalty in accordance with this section and the penalty table and reduce the amount of the specified penalty by 25 per cent.

4.7 For greater clarity, where subsections 4(5) and 4(6) apply, the Market Surveillance Administrator shall determine the amount of the specified penalty in accordance with this section and the penalty table and reduce the amount of the specified penalty by 50 per cent.

4.8 A self-disclosure statement referred to in subsection (5) must meet the following criteria:

(a) Be made in writing to the Market Surveillance Administrator prior to the ISO or the Market Surveillance Administrator contacting the market participant about the contravention or in the case of the ISO prior to the Market Surveillance Administrator contacting the ISO.

(b) Include the name, address, telephone number and email address of the market participant or the ISO.

(c) Provide all relevant facts and describe in detail the circumstances regarding the possible contravention of a reliability standard.

(d) Any other information the market participant or the ISO considers to be relevant to the events that took place.

4.9 The Market Surveillance Administrator may accept a mitigation plan referred to in this section if the plan meets the following criteria:

(a) Is made in writing to the Market Surveillance Administrator.

(b) Includes the name, address, telephone number and email address of the market participant or the ISO.

(c) Includes a detailed action plan to prevent the occurrence of the contravention of a reliability standard or to correct the contravention of a reliability standard and prevent re-occurrence of the contravention of a reliability standard.

(d) Includes a commencement date, milestone dates, if applicable, and a planned completion date by which the plan to remedy, prevent the occurrence or re-occurrence of the contravention of a reliability standard listed in the penalty table.

4.10 When accepting a mitigation plan, the Market Surveillance Administrator may request the views of other persons, including the ISO on a plan submitted by a market participant.

5 Posting of notice of specified penalty

5.1 The Market Surveillance Administrator shall make public any notice of specified penalty issued for a contravention of a reliability standard under Section 52 of the Alberta Utilities Commission Act, no earlier than the receipt of confirmation of payment from the Commission and no later than 45 days after the notice of specified penalty is issued and post the notice on the Market Surveillance Administrator website.

5.2 Where a market participant or the ISO has failed to pay the specified penalty or disputes the notice of specified penalty and the notice of specified penalty is posted, the Market Surveillance Administrator shall perform the following:

(a) indicate on its website that the specified penalty has not been paid or that the notice of specified penalty is being disputed; and

(b) once the Commission has rendered a decision with respect to the specified penalty, post on its website the link to the decision of the Commission respecting the specified penalty.

Penalty Table

Nature of contravention	Severity Level			
	Lower	Moderate	High	Severe
<p>Category 1</p> <p>Failure to comply with the following reliability standards or the specific requirement of a reliability standard set out below:</p> <p>INT-001-AB-3 INT-003-AB-2 INT-006-AB-2 INT-009-AB-1 INT-010-AB-1 IRO-006-WECC-AB-1 PRC-004-AB1-1 (R2, R3) PRC-004-WECC-AB1-1 (R2-R4) PRC-018-AB-1 PRC-021-AB1-1 PRC-022-AB-1 TPL-001-AB-0 (R3) TPL-002-AB-0 (R3) TPL-003-AB-0 (R3) TPL-004-AB-0 (R2)</p>	<p>A specified penalty of \$500</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$1,000</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$1,500</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$2,500</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>
<p>Category 2</p> <p>Failure to comply with the following reliability standards or the specific requirement of a reliability standard set out below:</p> <p>BAL-004-AB-1 (R1) BAL-004-WECC-AB-1 COM-001-AB-1.1 (R3 -R7) MOD-010&012-AB-0 MOD-017-AB-0.1 MOD-018-AB-0 PRC-009-AB-0 PRC-010-AB-0 PRC-023-AB-2 (R3-R5)** TPL-001-AB-0 (R2) TPL-002-AB-0 (R2) TPL-003-AB-0 (R2) TPL-004-AB-0 (R1) VAR-002-AB-1.1b</p>	<p>A specified penalty of \$3,000</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$5,000</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$7,000</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$10,000</p> <p>Notice of specified penalty to the most senior executive of the market participant or the ISO (i.e. president, chief executive officer) or its parent company if the market participant is a wholly-owned subsidiary or affiliate, or chief compliance officer, if applicable</p>

VAR-002-WECC-AB-1 VAR-501-WECC-AB-1				
<p>Category 3</p> <p>Failure to comply with the following reliability standards or the specific requirement of a reliability standard set out below:</p> <p>BAL-002-AB-1 (R2-R6) BAL-005-AB-0.2b* BAL-STD-002-AB-0 COM-001-AB-1.1(R1, R2) COM-002-AB-2a EOP-001-AB-2b (R2-R10) IRO-001-AB-1.1 PRC-001-AB1-1 PRC-004-AB1-1 (R1) PRC-004-WECC-AB1-1 (R1) TPL-001-AB-0 (R1) TPL-002-AB-0 (R1) TPL-003-AB-0 (R1) VAR-001-AB-1a</p>	<p>A specified penalty of \$5,000</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$10,000</p> <p>Notice of specified penalty to the most senior executive of the market participant or the ISO (i.e. president, chief executive officer) or its parent company if the market participant is a wholly-owned subsidiary or affiliate, or chief compliance officer, if applicable</p>	<p>A specified penalty of \$15,000</p> <p>Notice of specified penalty to the most senior executive of the market participant or the ISO (i.e. president, chief executive officer) or its parent company if the market participant is a wholly-owned subsidiary or affiliate, or chief compliance officer, if applicable</p>	<p>A specified penalty of \$25,000</p> <p>Notice of specified penalty to the most senior executive of the market participant or the ISO (i.e. president, chief executive officer) or its parent company if the market participant is a wholly-owned subsidiary or affiliate, or chief compliance officer, if applicable</p>
<p>Category 4</p> <p>Failure to comply with the following reliability standard:</p> <p>BAL-001-AB-0a</p>	<p>A specified penalty of \$3,000</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$5,000</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$7,000</p> <p>Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener</p>	<p>A specified penalty of \$10,000</p> <p>Notice of specified penalty to the most senior executive of the market participant or the ISO (i.e. president, chief executive officer) or its parent company if the market participant is a wholly-owned subsidiary or affiliate, or chief compliance officer, if applicable</p>

Penalty Table

Nature of the contravention	All instances
Category 5 Failure to comply with the following reliability standards or the specific requirement of a reliability standard set out below: EOP-002-AB-2 (R9) EOP-004-AB1-1 FAC-003-AB1-1 (R3, R4) MOD-016-AB-1.1 TOP-005-AB2-1	A specified penalty of \$2,000 Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener
Category 6 Failure to comply with the following reliability standards or the specific requirement of a reliability standard set out below: FAC-001-AB-0 FAC-002-AB-0 FAC-010-AB-2.1 (R1, R3-R6) FAC-014-AB-2 FAC-501-WECC-AB1-1 MOD-019-AB-0	A specified penalty of \$5,000 Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener
Category 7 Failure to comply with the following reliability standard or the specific requirement of a reliability standard set out below: BAL-004-AB-1 (R2) BAL-006-AB-1	A specified penalty of \$7,000 Notice of specified penalty to the senior executive of the business unit of the market participant involved in the contravention or the vice-president, regulatory in cases where the ISO is the contravener
Category 8 Failure to comply with the following reliability standards or the specific requirement of a reliability standard set out below: BAL-003-AB-0a CIP-001-AB1-1	A specified penalty of \$10,000 Notice of specified penalty to the most senior executive of the market participant or the ISO (i.e. president, chief executive officer) or its parent company if the market participant is a wholly-owned subsidiary or affiliate, or chief compliance officer, if applicable
Category 9 Failure to comply with the following reliability standards or the specific requirement of a reliability standard set out below: BAL-002-AB-1 (R1) EOP-001-AB-2b (R1)	A specified penalty of \$25,000 Notice of specified penalty to the most senior executive of the market participant or the ISO (i.e. president, chief executive officer) or its parent company if the market participant is a wholly-owned subsidiary or affiliate, or chief compliance officer, if applicable

EOP-002-AB-2 (except R9)
EOP-003-AB1-1
FAC-003-AB1-1 (R1, R2)
FAC-010-AB-2.1 (R2)
PRC-023-AB-2 (R1, R2, R6)**
TOP-007-WECC-AB1-1

R refers to a requirement identified in a reliability standard listed. For example, TPL-003-AB-0 (R1) refers to requirement 1 of reliability standard TPL-003-AB-0.

* Reliability standard BAL-005-AB-0.2b does not come into effect in Alberta until April 1, 2014.

** Reliability standard PRC-023-AB-2 requirement 6 does not come into effect in Alberta until April 1, 2014. Requirements 1 to 5 do not come into effect until April 1, 2015, for transmission lines above 200kV and April 1, 2016, for transmission lines below 200kV.

Reliability standards are located at: <http://www.aeso.ca/rulesprocedures/17006.html>.

Annexe 5

Cadre législatif et réglementaire de la Colombie-Britannique relativement aux sanctions

COLOMBIE-BRITANNIQUE

Utilities Commission Act, RSBC 1996, c 473

Part 8.1 — Administrative Penalties

Contraventions

109.1 (1) After giving a person an opportunity to be heard, the commission, for the purposes of section 109.2, may find that the person has contravened a provision of

- (a) this Act or the regulations, or
- (b) an order, standard or rule of the commission or a reliability standard adopted by the commission.

(2) If a corporation contravenes a provision referred to in subsection (1), a director, officer or agent of the corporation who authorized, permitted or acquiesced in the contravention also **contravenes** the provision.

[...]

(4) The commission may not find that a person has contravened a provision referred to in subsection (1) if the person demonstrates to the satisfaction of the commission that

- (a) the person exercised due diligence to prevent the contravention, or
- (b) the person's actions or omissions relevant to the provision were the result of an officially induced error.

(5) Nothing in subsection (4) prevents the commission from doing anything else that the commission is authorized to do under this Act with respect to an act or omission by the person.

[...]

Administrative penalties

109.2 (1) If the commission finds that a person has contravened a provision referred to in section 109.1 (1), the commission may impose an administrative penalty on the person in an amount that does not exceed the prescribed limit.

(2) If a contravention of a prescribed provision occurs over more than one day or continues for more than one day, separate administrative penalties, each not exceeding the prescribed limit for the purposes of subsection (1), may be imposed for each day the contravention continues.

(3) Before the commission imposes an administrative penalty on a person, the commission, in addition to considering anything else the commission considers relevant, must consider the following:

- (a) previous contraventions by, administrative penalties imposed on and orders issued to the following:
 - (i) the person;

- (ii) if the person is an individual, a corporation for which the individual is or was a director, officer or agent;
- (iii) if the person is a corporation, an individual who is or was a director, officer or agent of the corporation;
- (b) the gravity and magnitude of the contravention;
- (c) the extent of the harm to others resulting from the contravention;
- (d) whether the contravention was repeated or continuous;
- (e) whether the contravention was deliberate;
- (f) any economic benefit derived by the person from the contravention;
- (g) the person's efforts to prevent and correct the contravention;
- (h) the cost of compliance with the provision contravened;
- (i) whether the person self-reported the contravention;
- (j) the degree and quality of cooperation during the commission's investigation;
- (k) any undue hardship that might arise from the amount of the penalty;
- (l) any other matters prescribed by the Lieutenant Governor in Council.

(4) If a person is charged with an offence under this Act, an administrative penalty may not be imposed on the person in respect of the same circumstances that gave rise to the charge.

Administrative Penalties Regulation, BC Reg 316/2012

(Pursuant to the *Utilities Commission Act*, RSBC 1996, c 473)

Definition

1 In this regulation, "Act" means the Utilities Commission Act.

[...]

Penalties

3

[...]

(4) A person who contravenes a reliability standard adopted by the commission is liable to an administrative penalty not exceeding

(a) \$1 000 000, if the person is a corporation, and

(b) \$100 000, if the person is a director, officer or agent of a corporation that contravenes the reliability standard.

[...]

(6) Section 47 of the Act and all reliability standards adopted by the commission are prescribed for the purposes of section 109.2 (2) of the Act.

Annexe 6

Cadre législatif et réglementaire du Manitoba relativement aux sanctions

MANITOBA

Loi sur la régie des services publics, CPLM c P280

PARTIE V

[...]

NON-OBSERVATION D'UNE NORME DE FIABILITÉ

Demande de décision

134(1) L'organisme de contrôle qui est d'avis qu'une norme de fiabilité n'a vraisemblablement pas été observée au Manitoba peut demander à la Régie de rendre une décision à ce chapitre et lui recommander la sanction qu'il juge indiquée.

Ordonnance de la Régie

134(2) Après avoir examiné la demande, la Régie peut, par ordonnance, décider qu'une personne n'a pas observé une norme de fiabilité au Manitoba et, s'il y a lieu, lui imposer une sanction, notamment une sanction qui n'est pas de nature monétaire.

Facteurs

134(3) Au moment de prendre une décision au sujet de l'imposition d'une sanction, la Régie peut tenir compte de tout facteur qu'elle juge pertinent et notamment voir s'il y a lieu de privilégier en Amérique du Nord une certaine uniformité au chapitre de l'application des normes de fiabilité.

Ordonnance de la Régie

134(4) Les décisions rendues par un organisme des normes selon lesquelles une personne n'a pas observé une norme de fiabilité au Manitoba et les sanctions qu'il impose n'ont d'effet dans la province que si la Régie a rendu une ordonnance en vertu du paragraphe (2) faisant état de la non-observation ou imposant une sanction.

Annexe 7

Guidelines for Extraordinary Financial Penalties under the Ontario Electricity Market Rules

Guidelines for Extraordinary Financial Penalties under the Ontario Electricity Market Rules

[Appendix D of the Market Manual 2: Market Administration, Part 2.6: Treatment of Compliance Issues, en date du 6 mars 2013]

INTRODUCTION

Chapter 3, section 6 of the "Ontario Electricity Market Rules" ("market rules" or "rules") describes the framework for the enforcement of compliance with the market rules, including the circumstances under which the Independent Electricity System Operator ("IESO") may impose sanctions, including financial penalties, for breaches of the rules. Section 6.2.7.5 specifies that financial penalties may only be imposed if:

"...the IESO is satisfied that the breach could have been avoided by the exercise of due diligence by the market participant or that the market participant acted intentionally;"

Sections 6.6.1 – 6.6.7 specify the circumstances under which a financial penalty may be fixed within four penalty ranges: 1) up to \$2,000, 2) up to \$4,000, 3) up to \$6,000, and 4) up to \$10,000.

Section 6.6.6A allows the IESO to impose a financial penalty in excess of these amounts, up to \$1 million per occurrence.

The purpose of these guidelines is to describe how the enforcement arm of the IESO, the Market Assessment and Compliance Division ("MACD"), will fix the amount of a financial penalty for matters falling under section 6.6.6A which reads as follows:

"The IESO may impose on a market participant a financial penalty in excess of the amount otherwise provided for in section 6.6.6 and no greater than \$1,000,000 per occurrence, where:

6.6.13.1 the market participant has breached a market rule while a declaration that the IESO-controlled grid is in an emergency operating state or a high-risk operating state was in effect;

6.6.13.2 the market participant breached a market rule while a declaration that market operations have been suspended was in effect;

6.6.13.3 the IESO Board determines that the impact of the market participant's breach of a market rule on either the IESO-administered markets or the reliability of the integrated power system is particularly severe; or

6.6.13.4 the rate of recurrence of non-compliance by the market participant with the market rules is of such frequency or duration as to warrant the imposition of a higher financial penalty."

[Ces paragraphes semblent avoir été remplacés par les paragraphes 6.6.6A.1 à 6.6.6A.4 dans les règles du marché, le paragraphe 6.6.13 ayant été supprimé des règles]

The central feature of the guidelines is a table or matrix ("Section 6.6.6B Penalty Matrix") identifying dollar ranges from \$2,000 to \$1 million, according to the assessment of the impact ('impact level') of the breach, as well as its severity and the record of non-compliance ('breach history') of the party, and any adjustments. A final penalty amount within the selected range is determined based on an assessment of a set of factors, including those that may be aggravating or mitigating. The underlying principle of the guidelines is that their application results in a financial penalty that bears a direct relationship to the seriousness of the breach.

In keeping with well-established principles of enforcement and adjudication, the guidelines provide a measure of the likely size of a financial penalty for a given breach, but they are not a mathematical formula or algorithm. The final penalty amount will always be an exercise of judgement based on an assessment of the facts of the particular case.

To ensure that the party being assessed a financial penalty under section 6.6.6A has an adequate opportunity to bring forward relevant information and evidence, the guidelines also specify that MACD's review provides the party with an opportunity to meet and provide written comments on MACD's preliminary assessment. This mirrors the procedures in the rules for determining whether a breach of the rules has occurred.

SCOPE

These guidelines come into play after a breach has been determined. The finding of a breach and the fixing of a financial penalty in the range allowed for under section 6.6.6A are separate matters. These guidelines address the latter.

These guidelines address the fixing of a financial penalty in the range allowed for under section 6.6.6A. They do not speak to whether a breach qualifies for consideration to be assessed a financial penalty under section 6.6.6A.

These guidelines apply to both market participants and the IESO.

OVERVIEW

Steps

The magnitude of financial penalty levied on a party, will be determined in two steps:

STEP 1 - Penalty Range,

1. Impact Level
2. Non-compliance Level

STEP 2 – Fixing Penalty Amount

1. Base Amount
2. Final Penalty Amount

DESCRIPTION OF STEPS

A detailed description of the principles used in each step below is provided in the section titled "Description of Principles".

Step 1 - Penalty Range

There are two parts to establishing the penalty range:

1. Impact Level

The impact level is determined by examining all the impacts of the breach under investigation and selecting an appropriate impact level.

2. Non-Compliance Level

The non-compliance level is determined by assessing the level for: 1) Breach History and 2) Severity, and selecting the higher of the two, and finally, deciding whether any increasing or decreasing adjustments are appropriate. Among the adjustments that would increase the non-compliance level are: 1) Lack of Due Diligence, 2) Benefit, and 3) Corporate Intent.

For example, if the breach history is assessed as 'moderate' and the severity is assessed at 'high', the non-compliance level will be 'high' unless an adjustment, such as corporate intent to breach the market rule, applies. In this case, evidence of corporate intent to breach the rule would raise the non-compliance level from 'high' to

Impact Level	Non-compliance Level (Severity and Breach History)							
	Low		Moderate		High		Severe	
	Range limit		Range limit		Range limit		Range limit	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Low	\$2,000	\$25,000	\$2,000	\$50,000	\$3,000	\$75,000	\$5,000	\$100,000
Little or None								
Medium	\$2,000	\$100,000	\$4,000	\$250,000	\$6,000	\$450,000	\$10,000	\$600,000
Material								
High	\$4,000	\$250,000	\$8,000	\$500,000	\$12,000	\$750,000	\$20,000	\$1,000,000
Severe								

'severe'.

The appropriate penalty range (bounded by the minimum and maximum amounts) is identified from the intersection of the chosen non-compliance level and the impact level of Table 1.

Table D-1: Section 6.6.6B Penalty Matrix

Note: matrix can be used to assess penalties on a per breach basis or as one aggregate breach.

Step 2 – Fixing Penalty Amount: Case Factors

MACD will establish a base amount within the penalty range selected from step 1, by examining Impact and Time Horizon of the breach. In fixing a final penalty amount, MACD will also consider additional case factors which can result in an increase or decrease from the base amount.

1. Base Amount

The outcome of Step 1, will result in the selection of a penalty range from Table 1 within which a base amount will be selected. MACD will consider the following two case factors when fixing a base amount from the relevant penalty range:

a. Impact Assessment

The impact assessment will be based on all impacts of the breach under investigation. The same criteria are applied as have been used to establish the impact level in Step 1.

b. Time Horizon

The analysis will assess the degree of immediate risk posed by the breach under investigation.

2. Final Penalty Amount

Once a base amount is determined, the final penalty amount, within the selected range in Step 1, will be determined after assessing the additional case factors. Each factor can result in an increase (aggravating) or decrease (mitigating) from the base amount.

DESCRIPTION OF PRINCIPLES

Step 1

Impact Level

The impact level determined in Step 1 will be established after consideration of:

- the impact of the breach on other market participant(s);
- the actual or potential impact of the breach on the IESO-administered markets as a whole;
- the actual or potential impact of the breach on the reliability of the integrated power system; and
- any sanctions that may be imposed on the IESO by a standards authority as a result of the breach.

Once all these impacts are considered, an impact level commensurate with the descriptions of each level in Table 2 is selected.

For breaches of reliability standards, NERC will be assigning an impact level (violation risk factors) to each requirement of a standard. MACD will take into consideration the NERC violation risk factor in determining the impact level as the assessment of the impact the breach has had on reliability. Violation risk factors for all standards have yet to be assigned. In the absence of these, MACD will make best efforts to assign a violation risk factor in accordance with the principles used by NERC or NPCC (FERC Order RR07-9-000 and RR07-1-000, issued May 18, 2007, paragraph 9). Where violation risk factors have yet to be assigned by NERC, MACD will make public the impact level used in the application of these guidelines.

Table D-2: Impact Levels

Impact Level	Description
Low	The potential or actual impact of a breach was negligible or there was no impact.

Medium	The potential or actual impact of a breach was material.
High	The potential or actual impact of a breach was severe.

Non-Compliance Levels

The non-compliance level is determined by: a) selecting, from Table 3, the higher level determined by examining both Breach History and Severity, and b) considering any increasing or decreasing adjustments.

Table D-3: Non-Compliance Level Criteria:

	Non-Compliance Levels			
	Low	Moderate	High	Severe
Breach History	Zero or one	Two	Three	Four
Severity	Low	Moderate	High	Severe

1. Breach History

This criterion considers the compliance history of a party with breaches that are the same or related obligations to the breach under investigation. As an alternative to considering these breaches in determining the non-compliance level (Step 1), they can be considered in Step 2. MACD will not use a mechanical approach in determining the contribution to a party's breach history. Rather, MACD will have regard for all of the circumstances surrounding a party's breach history, including the significance of the breach history relative to the party's number of assets or facilities and the amount of time that has passed since the breaches occurred. MACD will also consider the extent to which a party has remedied past breaches or executed mitigation plans and the time required to do so. For example, related past breaches that have not occurred recently, that are less serious, or that were remedied quickly and effectively, are likely to be excluded from consideration.

The notional weights assigned these past breaches is described below:

a. Failure to Comply with Orders

Upon a finding of breach, MACD can issue orders which can include but are not limited to any action necessary to remedy a breach of the market rules as set out in section 6.2.7. Any one failure to comply with an order will contribute to a party's breach history by a count of 'one'.

b. Continuing Breaches

A breach is described as 'continuing' if a party has been found in breach of an obligation and the same breach remains unresolved. Any one continuing breach will contribute to a party's breach history by a count of 'one'.

c. Consecutive Breaches and Repetitive Breaches

Each market rule obligation may explicitly state a time frame in which the obligation must be met. For example, a market rule may explicitly require that verifications be conducted annually. With breaches of this obligation that

occur in 2003 and 2004, the 2004 breach would be considered 'consecutive'. If the breach under investigation is 'consecutive', the past breach will contribute by a count of 'one' to breach history.

In contrast, if breaches of the same obligation occur in 2003 and 2005, the 2005 breach is considered 'repetitive'. Two repetitive past breaches contribute by a count of 'one' to a party's breach history. In conjunction with a failure to execute mitigation plans two repetitive breaches may contribute to breach history by a count of 'two'.

Other failures may be event driven such as operating reserve activations. Consecutive breaches may occur two weeks apart or 2 hours apart depending on the timing of the activation request. Where the market rules do not explicitly state the time frame in which the requirement must be met, MACD will determine whether recurrent breaches are consecutive or repetitive.

In some reliability standards, there is a 'violation reset time' for a standard, which describes the period of time generally required for a party to continue operations without incidence of further breach of the reliability standards, in order to avoid or minimize consideration of party's previous breach history for sanctioning purposes in the event of a subsequent breach. Breaches that occur within the 'violation reset time' are likely to be considered 'consecutive' breaches. Conversely, breaches outside the 'violation reset time' are likely to be considered 'repetitive' breaches.

2. Severity of Breach

Severity will consider the number of documented instances of non-compliance (not necessarily established breaches) and the extent of the breach. Two such examples are provided below.

Example One:

Severity may be established by using a rate of non-compliance. The rate is indicative of severity and may be set at 90% or above for good performance and 75% or below for unacceptable performance. For 75% performance the non-compliance level may be considered "severe" depending on the nature of the requirement.

Example Two:

Duration may be considered in establishing the severity of a breach. For example, the length of time a party fails to establish direct communication with the IESO after a contingency is an indicator of severity. The requirement specifies that contact be made within 5 minutes. The severity of the failure would be relative to the 5 minutes requirement and may be considered severe if it exceeds 15 minutes. In contrast, the failure to upgrade a metering installation may be considered low if the duration of the breach is less than one month.

As illustrated in these examples, the severity of a breach must be viewed within the context of the requirement. The examples are not exhaustive of the type of assessment MACD will deploy to determine severity.

In relation to breaches of reliability standards, NERC is planning to define for each of its standards four levels that attempt to capture the severity of non-compliance, to be known as the 'Violation Severity Level'. Where a Violation Severity Level exists, MACD will consider it as its assessment of severity to the extent it captures all dimensions of the severity of the breach.

3. Adjustments

Once an initial non-compliance level is determined it can be adjusted to a higher or lower level (adjusted to the right or left, respectively, at the same impact level). If any one or more of the following three factors are present, adjustments will be made to a higher non-compliance level (adjust to the right) along the matrix.

a. Lack of Due Diligence

This adjustment will increase the non-compliance level when the severity of a breach is increased from where it otherwise would have been where there is a reasonable expectation that action should have been taken by a party. For example, an increase will occur when detection and mitigation should have taken place sometime before the breach was discovered, either through the exercise of due diligence or other periodic actions mandated under the market rules, or through good utility practices. For example, the duration of a breach may be extended as a result of inaction by a party. When the duration of a breach is increased as a result of the lack of due diligent actions as described above, the non-compliance level can be increased above the initial selection.

b. Benefit

The non-compliance level may be increased if any benefit was obtained or may have been obtained by the market participant as a result of the breach. Assessment of this factor deters parties from making economic choices to breach market rules. It also sends a clear message that parties participating in the market must establish a compliance culture within their organizations and economic choices to breach are not supported as an acceptable alternative to compliance. Adjustments will be made commensurate with the benefit gained by the party.

c. Corporate Intent

A breach will be considered deliberate if the facts of a case point to a market participant knowingly breaching a market rule. Where there is an understood corporate practice or communicated corporate intent to breach, the non-compliance level established may be increased above the initial selection.

Step 2

Fixing Penalty Amount

A base penalty amount is established within the range selected in step 1 by examining impact and time horizon. The final penalty amount will be fixed within the range selected from step 1 following consideration of the additional factors listed below. Each factor can result in an increase or decrease from the base penalty amount.

1. Base Penalty Amount

Once a range is determined in step 1, a base penalty amount is set within the range based on an assessment of impacts and time horizon described below.

The impact assessment is exactly the same as determining the 'impact level' under Step 1.

a. Impact Assessment

The contribution of 'impact' to establishing the base penalty amount is carried out after consideration of:

- impact of the breach on other market participant(s);
- the actual and potential impact of the breach on the IESO-administered markets as a whole;
- the actual and potential impact of the breach on the reliability of the integrated power system; and
- any sanctions that may be imposed on the IESO by a standards authority as a result of the breach

b. Time Horizon

The rules have requirements which span a range of time frames. Some requirements pertain to planning activities and are conducted years in advance. If these are breached, they pose a future threat to reliability or the market. Conversely, breaches affecting real-time grid operations or market outcomes pose an immediate threat. Breaches which pose an immediate threat would result in higher base penalty amounts than breaches pertaining to planning activities, all other factors remaining equal.

Reliability standards' requirements fall into similar timeframes long term planning, operations assessment, operations planning, real-time operations, and same day operations. NERC and NPCC have linked these categories with the immediacy of the threat that breaches pose to reliability. MACD will consider these linkages in establishing a base amount for breaches which **cause** reliability impacts.

2. Final Penalty Amount

Additional Case Factors – Aggravating and Mitigating

The final penalty amount will be fixed within the range selected from step 1 considering the additional factors listed below. Each factor can result in an increase or decrease from the base penalty amount within the identified range:

- a. the circumstances in which the breach occurred;
- b. the severity of the breach;
- c. the extent to which the breach was inadvertent, negligent, deliberate or otherwise;
- d. the length of time the breach remained unresolved;
- e. the actions of the market participant on becoming aware of the breach;
- f. whether the market participant disclosed the matter to the IESO on its own or whether it was prompted to do so;
- g. any benefit that the market participant obtained or may have obtained as a result of the breach;
- h. any previous breach by the market participant of the market rules or of the conditions of its licence;
- i. the actual or potential impact of the breach on other market participants;
- j. the actual or potential impact of the breach on the IESO-administered markets as a whole;
- k. the actual or potential impact of the breach on the reliability of the integrated power system;
- l. any sanctions that may be imposed on the IESO by a standards authority as a result of the breach;
- m. the immediacy of the threat the breach poses to the reliability of the integrated power system or the IESO-administered market;
- n. presence and quality of the market participant's compliance program;

o. whether on its own initiative, a market participant has undertaken to reasonably compensate the IESO-administered market for the value of any benefit it obtained as a result of the breach; and

p. such other matters as the IESO considers appropriate.

Examples of "other such matters as MACD considers appropriate" are past case communications concerning past remedies implemented for related breaches, the level of cooperation provided by the party in resolving the investigation and failure of a party to comply with a directive or order given by the IESO.

DUE PROCESS ADDITIONS

For financial penalties assessed pursuant to these guidelines, once MACD has found a breach of the market rules, MACD will provide the party under investigation an opportunity to provide additional information and comment on the preliminary penalty assessment through written submissions. Prior to issuing the final "Notice of Non-compliance", MACD will issue a draft notice to the party with an attached preliminary penalty assessment.