

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2014-048	R-3699-2009	20 mars 2014
Phase 1		

---

**PRÉSENTS :**

Marc Turgeon  
Louise Rozon  
Françoise Gagnon  
Régisseurs

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision partielle relative au traitement des normes de fiabilité en suivi de la décision D-2011-068 – Phase 1**

*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 des sanctions*



**Intervenants :**

**Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (ÉLL/EBM);**

**Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);**

**Ontario Power Generation (OPG);**

**Rio Tinto Alcan inc. (RTA).**

**LEXIQUE**

## NORMES DE FIABILITÉ :

NORME BAL	Équilibrage des ressources et de la demande ( <i>Resource and Demand Balancing</i> )
NORME CIP	Protection des infrastructures critiques ( <i>Critical Infrastructure Protection</i> )
NORME COM	Communications ( <i>Communications</i> )
NORME EOP	Préparation et exploitation en situation d'urgence ( <i>Emergency Preparedness and Operations</i> )
NORME FAC	Conception, raccordement et maintenance des installations ( <i>Facilities Design, Connections, and Maintenance</i> )
NORME INT	Programmation et coordination des échanges ( <i>Interchange Scheduling and Coordination</i> )
NORME IRO	Exploitation et coordination, fiabilité de l'Interconnexion ( <i>Interconnection Reliability Operations and Coordination</i> )
NORME MOD	Modélisation, données et analyse ( <i>Modeling, Data, and Analysis</i> )
NORME NUC	Nucléaire ( <i>Nuclear</i> )
NORME PER	Résultats, formation et compétence du personnel ( <i>Personnel Performance, Training, and Qualifications</i> )
NORME PRC	Réglages et protections ( <i>Protection and Control</i> )
NORME TOP	Exploitation du réseau de transport ( <i>Transmission Operations</i> )
NORME TPL	Planification du transport ( <i>Transmission Planning</i> )
NORME VAR	Tension et puissance réactive ( <i>Voltage and reactive</i> )

## 1. INTRODUCTION ET HISTORIQUE

[1] Le 2 juin 2009, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur), déposait à la Régie de l'énergie (la Régie), pour adoption, 95 normes de fiabilité de la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC) et, pour approbation, les registres identifiant les entités (le Registre des entités) et les installations (le Registre des installations) visées par les normes de fiabilité ainsi que le guide de sanctions relatif à l'application de ces normes (le Guide des sanctions).

[2] Le Coordonnateur déposait également le glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire) et demandait à la Régie de prendre acte du dépôt des matrices d'application des normes de fiabilité.

[3] Durant l'année 2010, la Régie décidait de la tenue d'une audience, précédée d'une rencontre technique et d'une rencontre préparatoire.

[4] Lors de l'audience tenue les 7 et 14 octobre 2010, le modèle proposé par le Coordonnateur quant aux normes de fiabilité ainsi qu'à leur champ d'application était accepté par les intervenants au dossier. Toutefois, le Coordonnateur s'engageait à déposer de nouveau la matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC (la Matrice d'application) de façon, notamment, à y préciser les critères obligatoires du *Northeast Power Coordinating Council* (le NPCC) par renvoi d'une norme de fiabilité déposée pour adoption. À la fin de l'audience, le Coordonnateur amendait les conclusions recherchées par sa demande.

[5] Dans sa correspondance du 27 septembre 2010, la Régie informait les participants que le traitement de la demande d'approbation du Guide des sanctions était reporté à une date ultérieure, dans le cadre d'une phase 2 du présent dossier.

[6] Le 13 mai 2011, la Régie rendait sa décision partielle D-2011-068 (la Décision) dans laquelle elle acceptait, notamment, le contenu des 95 normes de fiabilité de la NERC et les facteurs de risque associés, tels que déposés. Elle acceptait également les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations et les Matrices d'application.

[7] Cependant, la Régie demandait au Coordonnateur d'intégrer, sous forme d'annexe à chaque norme (l'Annexe), les aspects normatifs à caractère technique contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations et les Matrices d'application, ainsi que les aspects normatifs à caractère administratif spécifiques à l'application de ces normes au Québec.

[8] La Régie précisait également dans cette décision que l'identification des installations visées et celle des entités visées étaient liées et qu'elles dépendaient du contenu des normes de fiabilité applicables au Québec. Pour cette raison, elle considérait que les deux registres relatifs à ces identifications formaient un tout indissociable et, par conséquent, devaient former un seul registre. En conséquence, la Régie demandait au Coordonnateur de soumettre un seul registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre des entités visées) au même moment que le texte des normes de fiabilité révisées, selon un échéancier qu'elle entendait fixer.

[9] Par ailleurs, la Régie exprimait la nécessité de tenir des rencontres entre les membres du personnel de la Régie et ceux du Coordonnateur afin de traiter de la concordance des textes français et anglais des normes.

[10] De plus, la Régie se prononçait dans la Décision sur les renvois à des critères NPCC en rejetant la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de ces critères par simple renvoi.

[11] Le 14 septembre 2011, la Régie approuvait un processus de consultation en prévision de dépôts, dans des dossiers futurs, de normes NERC ou NPCC approuvées par la *Federal Energy Regulatory Commission* (la FERC) ainsi que de normes spécifiques au Québec<sup>1</sup>.

[12] Le 20 décembre 2011, le Coordonnateur effectuait, à la demande de la Régie, un premier dépôt de pièces révisées, comprenant un bloc de 18 normes et leur Annexe respective des familles CIP et FAC, le Glossaire révisé, le nouveau Registre des entités visées ainsi que le tableau des facteurs de risque liés à ces normes de fiabilité. Ce dépôt visait à permettre de valider les modifications apportées à la traduction des normes de fiabilité ainsi que celles visant l'ajout d'une Annexe à chacune des normes, conformément à la Décision.

---

<sup>1</sup> Décision D-2011-139, p. 11, par. 40.

[13] Le 4 mai 2012, la Régie tenait une séance de travail avec les participants afin de valider la concordance entre les textes français et anglais des normes CIP et FAC déposées et la concordance entre les spécificités applicables au Québec acceptées dans la Décision et le contenu du texte des Annexes.

[14] Le 11 juin 2012, le Coordonnateur déposait les dernières révisions apportées aux normes CIP et FAC, au Registre des entités visées ainsi qu'au Glossaire.

[15] Le 25 juillet 2012, la Régie rendait sa décision partielle D-2012-091 (la Décision partielle) afin de statuer sur le bloc de 18 normes des familles CIP et FAC. Elle adoptait alors 12 de ces normes de la NERC ainsi que leur Annexe respective, telles que proposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise, soit les normes CIP-003-1, CIP-004-1, CIP-005-1, CIP-006-1, CIP-007-1, CIP-008-1, CIP-009-1, FAC-001-0, FAC-003-1, FAC-008-1, FAC-013-1 et FAC-014-1.

[16] En ce qui a trait aux six autres normes CIP-001-1, CIP-002-1, FAC-002-0, FAC-009-1, FAC-010-1 et FAC-011-2, la Régie demandait au Coordonnateur de fournir des modifications ou justifications additionnelles au moment du dépôt du second bloc de normes, qu'elle fixait au plus tard 60 jours suivant la Décision partielle.

[17] Le 24 septembre 2012, le Coordonnateur faisait suite à la Décision partielle et déposait la justification des modifications apportées au texte de l'Annexe des normes CIP-001-1 et FAC-002-0. Il déposait également, à nouveau, les normes CIP-002-1, FAC-009-1, FAC-010-1 et FAC-011-2 et leur Annexe respective, modifiées selon la Décision partielle. Conformément à la demande de la Régie relative au dépôt du second bloc de normes, le Coordonnateur déposait, à cette même date, 34 normes de fiabilité pour adoption ainsi que leur Annexe respective, mentionnant avoir présenté ces pièces aux intervenants et obtenu leurs commentaires.

[18] À cette même date, le Coordonnateur proposait également le remplacement de 17 normes par des versions de ces normes « *légèrement amendées par la FERC* ». De plus, il proposait à la Régie, par souci d'efficience, le retrait de 27 normes dont les versions avaient été modifiées ou mises à jour par la NERC et approuvées par la FERC, dans le but d'éviter à la Régie d'adopter inutilement des normes devenues obsolètes. Le Coordonnateur alléguait qu'il serait plus avantageux que les versions de ces normes désuètes soient mises à jour et, par la suite, déposées pour adoption à la Régie dans le cadre d'un nouveau dossier.

[19] Dans sa lettre procédurale du 12 octobre 2012, la Régie demandait, entre autres, aux intervenants de lui transmettre leurs commentaires sur le dépôt du 24 septembre 2012.

[20] Les 31 octobre et 1<sup>er</sup> novembre 2012, les intervenants déposaient leurs commentaires à l'égard des normes déposées en septembre 2012 ainsi que sur la planification de traitement des normes proposée par le Coordonnateur.

[21] Le 2 novembre 2012, le Coordonnateur déposait de nouveau 17 normes<sup>2</sup> déjà au dossier ainsi que leur Annexe respective, mais dont les versions avaient été légèrement amendées par la NERC depuis leur dépôt initial. Il fournissait également la justification des écarts entre le contenu normatif de la Matrice d'application et du Registre des installations et les dispositions particulières prévues aux Annexes de sept de ces 17 normes<sup>3</sup>.

[22] Le 16 novembre 2012, dans une correspondance adressée à la Régie, le Coordonnateur faisait le point sur l'ensemble des 95 normes à traiter au présent dossier<sup>4</sup>. Il maintenait sa proposition du 24 septembre 2012, tout en y apportant quelques ajustements. En effet, faisant suite aux commentaires émis par ÉLL/EBM quant au retrait des normes et dans l'objectif de compléter le présent dossier dans un souci d'efficacité et d'allègement réglementaire, le Coordonnateur modifiait sa proposition initiale.

[23] Dans sa nouvelle proposition, au lieu de retirer 27 normes du présent dossier, le Coordonnateur suggérait de ne retirer plus que huit d'entre elles, devenues désuètes. Il expliquait que ces huit normes initialement déposées avaient été remplacées par de nouvelles versions ou de nouvelles normes, ou encore que ces normes étaient devenues sans objet au Québec. Sept d'entre elles seraient remplacées par six nouvelles versions de normes qui devraient être soumises au processus de consultation publique en prévision d'un dépôt dans un dossier ultérieur<sup>5</sup>. Le Coordonnateur proposait de retirer la huitième norme NUC-001-1 relative aux centrales nucléaires, étant donné la fermeture de la centrale Gentilly-2 en décembre 2012.

---

<sup>2</sup> Normes BAL-001-0.1a, BAL-003-0.1b, BAL-005-0.2b, COM-001-1.1, IRO-001-1.1, MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-019-0.1, PER-001-0.2, PRC-005-1b, PRC-016-0.1, TOP-001-1a, TOP-002-2.1b, TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et VAR-002-1.1b.

<sup>3</sup> Pièce B-99, HQCMÉ-6, document 8.1, p. 6 et 7.

<sup>4</sup> Pièce B-101.

<sup>5</sup> La norme EOP-005-2 remplace la norme EOP-005-1; la norme EOP-006-2 remplace la norme EOP-006-1; la norme EOP-008-1 remplace la norme EOP-008-0; la norme IRO-005-3.1a remplace la norme IRO-005-1; la norme MOD-004-1 remplace les normes MOD-006-0 et MOD-007-0; et la norme PER-003-1 remplace la norme PER-003-0.



[24] Quant aux 19 autres normes, le Coordonnateur soutenait, pour 18 d'entre elles, que leur version plus récente devrait être déposée dans le présent dossier<sup>6</sup>. La norme FAC-014-1, figurant parmi ces 18 normes, avait déjà été adoptée dans la Décision partielle. Le Coordonnateur maintenait au dossier, dans sa version initiale, la 19<sup>e</sup> norme, la norme PER-004-1.

[25] Le Coordonnateur faisait alors valoir que sa proposition de traitement des normes s'inscrivait dans la continuité du processus amorcé en 2009 et des décisions rendues à ce jour par la Régie, qu'elle permettrait à cette dernière de compléter adéquatement le présent dossier, et favoriserait « *l'adoption de normes de fiabilité complètes, valides, actuelles et aussi comparables à celles en vigueur dans le régime de fiabilité nord-américain* »<sup>7</sup>.

[26] Dans sa lettre procédurale du 21 novembre 2012, la Régie demandait aux intervenants de lui transmettre leurs commentaires sur la nouvelle proposition du Coordonnateur du 16 novembre 2012, commentaires auxquels le Coordonnateur pourrait répliquer au plus tard le 28 novembre 2012.

[27] Le 26 novembre 2012, les intervenants commentaient la proposition de traitement des normes par le Coordonnateur.

[28] ÉLL/EBM faisait valoir son désaccord avec la démarche du Coordonnateur qu'elle jugeait inadéquate, en ce qu'elle impliquait, notamment pour le retrait des huit normes, qu'une autre formation finalise l'adoption de normes déjà considérées par la présente formation<sup>8</sup>.

[29] NLH indiquait, entre autres, qu'elle ne s'opposait pas au retrait des normes, en autant que cela soit pleinement justifié par le Coordonnateur<sup>9</sup>. Quant à RTA, en plus de commenter spécifiquement le dépôt de certaines normes, elle soumettait qu'elle « *a été confrontée à de nombreuses difficultés pour apprécier l'ampleur des ajouts, retraits,*

---

<sup>6</sup> Normes BAL-002-0, BAL-006-1, CIP-001-1, EOP-001-0, EOP-002-2, INT-003-2, INT-005-2, INT-006-2, INT-008-2, IRO-002-1, IRO-004-1, IRO-006-4, MOD-021-0, PER-004-1, PRC-004-1, TOP-003-0, TOP-005-1, TOP-006-1 et VAR-001-1.

<sup>7</sup> Pièce B-101, p. 4.

<sup>8</sup> Pièce C-3-33-ELL-EBM, p. 1 et 2.

<sup>9</sup> Pièce C-4-37-NLH, p. 2.

*versions et modifications apportés par le Coordonnateur, tout en voulant s'assurer du suivi des décisions rendues par la Régie dans ce dossier »<sup>10</sup>.*

[30] Le 6 décembre 2012, la Régie informait les participants au dossier de la procédure qu'elle entendait suivre pour la poursuite de l'examen de la phase 1 du dossier. Elle demandait au Coordonnateur de déposer au présent dossier les nouvelles versions des sept normes qu'il prévoyait déposer dans un dossier ultérieur. Elle annonçait également la tenue de cinq séances de travail, planifiées selon les différentes familles de normes, et demandait au Coordonnateur de procéder au dépôt du reste des normes et leur Annexe respective pertinentes à l'examen du dossier.

[31] Dans cette correspondance, la Régie précisait que les séances de travail porteraient, notamment, sur la concordance entre les textes français et anglais des normes et leur Annexe respective ainsi que sur les aspects relevés par les intervenants dans leurs commentaires. La Régie mentionnait qu'elle tiendrait une audience, si requise à la suite de ces séances, afin d'entendre les participants.

[32] Les 7 et 14 décembre 2012, le Coordonnateur déposait le reste des normes et leur Annexe respective qui complétaient l'ensemble des normes qui feraient l'objet des séances de travail. En particulier, le Coordonnateur déposait 21 nouvelles versions de normes, en remplacement de celles dont le contenu normatif avait été accepté dans la Décision<sup>11</sup>.

[33] Le 7 décembre 2012, le Coordonnateur déposait également une nouvelle version du Registre des entités visées.

[34] Le 14 janvier 2013, ÉLL/EBM et NLH fournissaient, conformément à la lettre procédurale du 6 décembre 2012 de la Régie, leurs commentaires sur les pièces déposées par le Coordonnateur les 2 novembre, 7 et 14 décembre 2012.

[35] À la suite d'une demande de délai autorisée par la Régie, RTA fournissait, le 21 janvier 2013, des commentaires sur les normes révisées et, le 28 janvier 2013, des commentaires spécifiques relativement aux normes déposées le 14 décembre 2012.

---

<sup>10</sup> Pièce C-5-33-RTA, p. 4.

<sup>11</sup> Pièce B-105, HQCMÉ-6, document 1.3 (version française) et document 2. 3 (version anglaise).

[36] Du 19 février au 15 mai 2013, la Régie tenait, tel que prévu, cinq séances de travail avec le Coordonnateur, les intervenants ainsi que le personnel technique de la Régie, au cours desquelles le Coordonnateur souscrivait à plusieurs engagements, dont les réponses ont été versées au dossier.

[37] Les 30 mai et 7 juin 2013, le Coordonnateur déposait une version révisée des familles de certaines normes, modifiées à la suite des engagements souscrits lors des séances de travail et conformément à la Décision ainsi qu'à la Décision partielle<sup>12</sup>.

[38] Le 30 mai 2013, le Coordonnateur déposait également une version révisée des facteurs de risque de non-conformité des normes de fiabilité.

[39] Le 7 juin 2013, à la suite des engagements souscrits lors des séances de travail et conformément à la Décision ainsi qu'à la Décision partielle, le Coordonnateur déposait une version révisée du Glossaire et du Registre des entités visées ainsi qu'une liste des documents du NPCC auxquels réfèrent les normes.

---

<sup>12</sup> Pièce HQCMÉ-8, document 1.1 révisé, normes de fiabilité de la NERC – CIP (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.1 révisé, normes de fiabilité de la NERC – CIP (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.2 révisé, normes de fiabilité de la NERC – COM (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.2 révisé, normes de fiabilité de la NERC – COM (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.3 révisé, normes de fiabilité de la NERC – FAC (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.3 révisé, normes de fiabilité de la NERC – FAC (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.4 révisé, normes de fiabilité de la NERC – BAL (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.4 révisé, normes de fiabilité de la NERC – BAL (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.5 révisé, normes de fiabilité de la NERC – INT (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.5 révisé, normes de fiabilité de la NERC – INT (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.6 révisé, normes de fiabilité de la NERC – PER (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.6 révisé, normes de fiabilité de la NERC – PER (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.7 révisé, normes de fiabilité de la NERC – IRO (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.7 révisé, normes de fiabilité de la NERC – IRO (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.8 révisé, normes de fiabilité de la NERC – TOP (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.8 révisé, normes de fiabilité de la NERC – TOP (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.9 révisé, normes de fiabilité de la NERC – EOP (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.9 révisé, normes de fiabilité de la NERC – EOP (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.10 révisé, normes de fiabilité de la NERC – MOD (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.10 révisé, normes de fiabilité de la NERC – MOD (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.11 révisé, normes de fiabilité de la NERC – TPL (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.11 révisé, normes de fiabilité de la NERC – TPL (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.12 révisé, normes de fiabilité de la NERC – PRC (version française); pièce HQCMÉ-8, document 2.12 révisé, normes de fiabilité de la NERC – PRC (version anglaise); pièce HQCMÉ-8, document 1.13 révisé, normes de fiabilité de la NERC – VAR (version française); et pièce HQCMÉ-8, document 2.13 révisé, normes de fiabilité de la NERC – VAR (version anglaise).

[40] Entre les 10 et 12 juin 2013, les intervenants NLH, ÉLL/EBM et RTA transmettaient à la Régie la liste de leurs enjeux respectifs qui demeuraient, selon eux, à la suite de la tenue des séances de travail.

[41] Le 13 juin 2013, la Régie tenait une sixième séance de travail à laquelle les participants et le personnel de la Régie prenaient part. Cette rencontre avait pour but de faire le bilan du dossier à la suite des séances de travail ayant couvert l'ensemble des familles de normes à adopter, conformément à l'ordre du jour transmis par la Régie le 12 juin 2013.

[42] Le 26 juin 2013, la Régie demandait au Coordonnateur de déposer, au plus tard le 4 juillet 2013, les réponses aux engagements auxquels il avait souscrit lors de la séance de travail du 13 juin 2013 et, au plus tard le 11 juillet 2013, une requête amendée tenant compte de l'évolution du dossier.

[43] Dans cette même correspondance, la Régie demandait aux intervenants de lui transmettre, au plus tard le 22 juillet 2013, la liste des enjeux qui, selon eux, demeuraient au dossier en identifiant, pour chacun, le mode procédural qu'ils préconisaient afin d'en débattre. La Régie indiquait également qu'elle allait fixer, par la suite, la procédure qu'elle entendait suivre pour compléter l'examen de la phase 1 du dossier.

[44] Le 4 juillet 2013, le Coordonnateur faisait suite aux engagements souscrits lors de la dernière séance de travail et déposait, aux fins d'adoption par la Régie, des versions révisées du Glossaire et des familles de normes PRC et VAR.

[45] Le 11 juillet 2013, le Coordonnateur déposait sa demande amendée relativement à la phase 1 du dossier. Il déposait également, à son soutien, un document dans lequel il présentait le contexte de sa demande amendée. À cette même date, le Coordonnateur déposait une version révisée des familles de normes EOP et TOP.

[46] Le Coordonnateur déposait également, entre autres, la liste des normes de fiabilité référant par renvoi statique à des documents du NPCC, ainsi que ces documents. Il déposait, à cette même date, un document relatif à l'« Application des normes de fiabilité au Québec » dont il requérait l'adoption par la Régie.

[47] Les 22 et 23 juillet 2013, les intervenants déposaient leur liste respective des enjeux qui demeuraient, selon eux, à ce stade du dossier, en identifiant le mode procédural qu'ils préconisaient afin d'en débattre.

[48] Le 24 juillet 2013, le Coordonnateur commentait les dernières correspondances transmises par les intervenants.

[49] Dans sa correspondance du 29 juillet 2013, la Régie demandait à RTA de clarifier les éléments sur lesquels elle souhaitait présenter une preuve additionnelle ainsi que les modalités d'administration de cette preuve.

[50] Le 7 août 2013, RTA déposait la liste des éléments de preuve documentaire qu'elle entendait produire dans le cadre d'une audience relativement aux enjeux soulevés dans sa correspondance du 23 juillet 2013.

[51] Le 13 septembre 2013, le Coordonnateur informait la Régie qu'il avait constaté des erreurs cléricales dans la demande amendée déposée le 11 juillet 2013. À l'allégué 30 de la demande amendée, la référence à la pièce HQCMÉ-7, document 5.1 devait être remplacée par une référence à la pièce HQCMÉ-9, document 1, déjà produite.

[52] Le 18 septembre 2013, la Régie rendait sa décision D-2013-149 (la Décision procédurale) dans laquelle elle fixait le mode procédural afin de traiter des enjeux soulevés par les intervenants ainsi que l'échéancier pour compléter l'examen de la phase 1 du présent dossier, y compris la tenue d'une audience les 10 et 11 octobre 2013. Dans cette décision, la Régie demandait également à RTA et au Coordonnateur de soumettre des dépôts additionnels. Notamment, en ce qui a trait à l'enjeu n° 1 de RTA en lien avec la codification de la section 2.16 du Registre des installations dans l'Annexe de la norme VAR-002-1.1b, la Régie ordonnait au Coordonnateur de se conformer à la Décision en codifiant, dans l'Annexe de cette norme, l'exemption précisée à ladite section 2.16 pour certaines exigences de la norme. Elle lui demandait également de déposer de nouveau cette norme et son Annexe ainsi modifiée.

[53] Le 25 septembre 2013, conformément à la Décision procédurale, le Coordonnateur déposait la norme VAR-002-2.1b<sup>13</sup> ainsi que son Annexe révisée et RTA déposait, sous la forme d'un mémoire, une preuve additionnelle relative à ses enjeux n<sup>os</sup> 1 et 2.

[54] Le 27 septembre 2013, ÉLL/EBM déposait des commentaires en sollicitant l'autorisation de la Régie, afin d'effectuer des représentations lors de l'audience des 10 et 11 octobre 2013, en sus de ce qui était prévu à ce moment.

[55] Le 2 octobre 2013, le Coordonnateur faisait suite à la Décision procédurale. Il avisait alors la Régie qu'il ne produirait aucun nouveau document et commentait les dépôts récents de RTA et d'ÉLL/EBM. Dans le but d'alléger l'audience à venir, le Coordonnateur informait la Régie qu'il acceptait de donner suite à certaines demandes exprimées par RTA dans son mémoire et qu'il soumettrait à la Régie, suivant la demande de cette dernière au paragraphe 68 de la Décision procédurale, que les transporteurs auxiliaires du Québec n'offrant pas un service de transport au sens de l'*Open Access Transmission Tariff* (OATT) ne devraient pas être qualifiés de TSP (*fournisseur de service de transport*) au sens du modèle fonctionnel de la NERC.

[56] Le 7 octobre 2013, ÉLL/EBM, NLH et RTA transmettaient les informations demandées par la Régie en ce qui avait trait à l'audience. NLH demandait à la Régie un délai pour répondre à l'argumentation du Coordonnateur, soit jusqu'au 16 octobre 2013.

[57] La Régie tenait l'audience les 10 et 11 octobre 2013. Au cours de cette audience, le Coordonnateur déposait, pour adoption, les versions modifiées des normes EOP-005-2, IRO-003-2, IRO-005-3.1a et TOP-001-1.a afin de refléter les propositions de modifications annoncées dans sa correspondance du 2 octobre 2013 et les récentes discussions avec RTA<sup>14</sup>. Le Coordonnateur déposait également les versions modifiées des normes MOD-010-0, MOD-012-0, PRC-004-2a, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0 et PRC-016-0.1 reflétant la proposition subsidiaire du Coordonnateur de supprimer toute référence à l'organisation régionale de la fiabilité ou à des normes qui n'avaient pas été déposées et qui n'étaient pas en vigueur aux États-Unis<sup>15</sup>.

---

<sup>13</sup> Pièce B-124, HQCMÉ-8, document 1.13 révisé (version française) et HQCMÉ-8, document 2.13 révisé (version anglaise).

<sup>14</sup> Pièces B-128, HQCMÉ-11, document 2.1 (version française) et B-129, HQCMÉ-11, document 2.2 (version anglaise).

<sup>15</sup> Pièces B-130, HQCMÉ-11, document 3.1 (version française) et B-131, HQCMÉ-11, document 3.2 (version anglaise).

[58] À l'issue de l'audience, la Régie acceptait la demande de délai de NLH pour le dépôt de son argumentation écrite et avisait le Coordonnateur qu'il devrait déposer sa réplique, répondant aux plaidoiries de l'ensemble des intervenants, au plus tard le 23 octobre 2013 à 16 h.

[59] Le 16 octobre 2013, NLH avisait la Régie qu'elle ne pourrait pas déposer son argumentation écrite à la date prévue, pour des raisons hors de son contrôle, et qu'elle ne serait pas en mesure de la déposer avant le 21 octobre 2013.

[60] Le 18 octobre 2013, la Régie prenait acte du contenu de la correspondance de NLH et l'informait qu'elle attendrait son argumentation écrite au plus tard le 21 octobre 2013 à 12 h. Dans cette même correspondance, la Régie informait également le Coordonnateur qu'elle attendrait sa réplique finale au plus tard le 28 octobre 2013 à 12 h.

[61] Le 21 octobre 2013, NLH déposait son argumentation écrite.

[62] Le 28 octobre 2013, le Coordonnateur déposait sa réplique finale. La Régie entamait son délibéré à cette date.

[63] Le 30 octobre 2013, la Régie rendait sa décision partielle D-2013-176 adoptant un deuxième bloc de 35 normes en suivi de la Décision, incluant 11 normes déjà adoptées dont les Annexes ont été modifiées par la suite, ainsi que l'adoption de la norme FAC-014-2 en remplacement de la norme FAC-014-1 également déjà adoptée<sup>16</sup>.

[64] Par la présente décision, la Régie traite d'un troisième bloc de normes.

---

<sup>16</sup> Normes BAL-002-1, BAL-003-0.1b, BAL-005-0.2b, BAL-006-2, CIP-003-1, CIP-004-1, CIP-005-1, CIP-006-1, CIP-007-1, CIP-008-1, CIP-009-1, COM-001-1.1, COM-002-2, EOP-001-2.1b, EOP-002-3.1, EOP-003-1, FAC-001-0, FAC-003-1, FAC-008-1, FAC-013-1, FAC-014-2, INT-003-3, INT-007-1, INT-009-1, INT-010-1, IRO-014-1, IRO-015-1, IRO-016-1, MOD-016-1.1, MOD-020-0, PER-001-0.2, PER-002-0, PER-004-1, TOP-004-2 et TOP-007-0.

## 2. LES NORMES DE FIABILITÉ

### 2.1 COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

[65] Dans la Décision, la Régie a accepté le contenu des 95 normes de fiabilité de la NERC et les facteurs de risque associés, tels que déposés. Elle a également accepté les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations et les Matrices d'application.

[66] Dans cette même décision, la Régie a demandé au Coordonnateur de codifier aux Annexes des normes non seulement les aspects normatifs à caractère technique contenus dans le Registre des entités, le Registre des installations et les Matrices d'application et les aspects normatifs à caractère administratif, mais également les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité<sup>17</sup>.

[67] Cependant, la Régie jugeait qu'une exigence applicable à un organisme régional de fiabilité qui n'est pas une entité visée par la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>18</sup>, ainsi qu'une exigence applicable à un dispositif qui n'existe pas au Québec ou à une pratique qui n'est pas en usage au Québec, ne devaient pas être considérées comme une variante pour application au Québec et ne requéraient donc pas la codification d'une exclusion à la norme en question<sup>19</sup>.

[68] Par ailleurs, dans la Décision, la Régie constatait que le niveau de concordance du texte français et du texte anglais des normes de fiabilité n'était pas satisfaisant et concluait à la nécessité que des rencontres soient tenues entre les membres du personnel de la Régie et ceux du Coordonnateur afin de traiter de cette problématique<sup>20</sup>.

[69] Lors des séances de travail tenues les 19 février et 12 mars 2013, le Coordonnateur a souscrit à des engagements reflétant la nécessité de modifier la structure des Annexes des normes, afin de clarifier davantage l'application des normes au Québec, compte tenu

---

<sup>17</sup> Décision D-2011-068, p. 31, par. 122.

<sup>18</sup> RLRQ, c. R-6.01.

<sup>19</sup> Décision D-2011-068, p. 33, par. 131 et p. 34, par. 132.

<sup>20</sup> Décision D-2011-068, p. 34, par. 134.



des préoccupations exprimées lors de ces séances de travail<sup>21</sup>. Le Coordonnateur a révisé, en conséquence, les Annexes de l'ensemble des normes afin de reproduire ces divers changements.

[70] La Régie est d'avis que la nouvelle structure des Annexes de l'ensemble des normes déposées clarifie l'application des normes au Québec, conformément aux objectifs exprimés dans la Décision et dans la Décision partielle.

[71] À la suite des séances de travail au cours desquelles l'ensemble des familles de normes a été traité, tant au niveau de la concordance des textes français et anglais des normes que des aspects relevés par les intervenants dans leurs commentaires, le Coordonnateur a déposé 92 normes pour adoption au lieu des 95 normes déposées initialement. En effet, le Coordonnateur a demandé le retrait de la norme NUC-001-1 relative aux centrales nucléaires, étant donné la fermeture de la centrale Gentilly-2 en décembre 2012. De plus, le Coordonnateur a remplacé les normes MOD-006-0 et MOD-007-0 par la norme MOD-004-1 afin de refléter les décisions de la FERC. Finalement, le remplacement proposé de la norme EOP-005-1 par la version EOP-005-2 entraînait le retrait de la norme EOP-009-0.

[72] Dans le cadre du suivi de la Décision, la Régie rappelle qu'elle examine la proposition du Coordonnateur de soumettre pour examen des versions plus récentes de certaines normes dans un souci d'efficacité, afin que ne soient pas adoptées des normes déposées initialement en mai 2009 devenues désuètes depuis. La Régie a reconnu, pour certaines normes, l'à-propos de la proposition du Coordonnateur dans un souci d'efficacité<sup>22</sup>, puisque ce dernier alléguait également que l'impact du changement de version sur les entités visées serait faible ou modéré<sup>23</sup>.

[73] Dans la présente décision, la Régie traite :

- des normes à adopter;
- d'une norme à déposer de nouveau dans ce dossier;
- des normes à soumettre à un processus de consultation publique;
- des normes à retirer du dossier.

---

<sup>21</sup> Pièce B-110, HQCMÉ-7, document 1, p. 3, engagement 1 et pièce B-111, HQCMÉ-7, document 2, p. 3, engagement 1, p. 4, engagement 5 et p. 6, engagement 13.

<sup>22</sup> Décision D-2013-176, p. 19, par. 77, p. 23, par. 97, p. 25, par. 107 et p. 26, par. 111.

<sup>23</sup> Pièce B-101, tableau 2.

[74] Le tableau 1 présenté en annexe répertorie l'ensemble des normes, selon leur traitement respectif dans le cadre du dossier :

- les normes déjà adoptées;
- les normes adoptées dans la présente décision;
- les normes traitées dans la présente décision;
- les normes à être traitées ultérieurement dans le présent dossier.

[75] Le tableau 2 en annexe présente un récapitulatif du traitement de l'ensemble des normes au dossier.

## **2.2 LES NORMES DE FIABILITÉ TRAITÉES DANS LA PRÉSENTE DÉCISION**

### *Norme CIP-002-1 – Cybersécurité – Identification des actifs électroniques critiques*

[76] La norme CIP-002-1 vise, entre autres, l'identification de la liste des actifs critiques ainsi que de la méthodologie permettant l'identification de ces actifs. Elle exige également l'identification des actifs électroniques associés aux actifs critiques identifiés.

[77] Le contenu normatif de la norme CIP-002-1, les aspects normatifs identifiés au Registre des installations visées et au Registre des entités ont été acceptés dans la Décision<sup>24</sup>. La liste des actifs critiques figurant au Registre des installations a également été acceptée par la Régie dans la Décision. Dans la Décision partielle<sup>25</sup>, la Régie a demandé au Coordonnateur de modifier l'Annexe de la norme CIP-002-1 afin de codifier le champ d'application des exigences de la norme pour son application au Québec, conformément aux informations précisées au Registre des installations<sup>26</sup>.

[78] Le 24 septembre 2012, à la date prévue à la Décision partielle, le Coordonnateur déposait l'Annexe modifiée de la norme ainsi que la norme CIP-002-1.

---

<sup>24</sup> Décision D-2011-068, p. 32, par. 126.

<sup>25</sup> Décision D-2012-091, p. 11, par. 41 et 42.

<sup>26</sup> Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5 révisé, p. 4.

[79] Le 16 novembre 2012, le Coordonnateur soulignait qu'il « *compte également démarrer un autre processus de consultation publique en 2013 pour la version 5 des normes CIP-002 à CIP-009 dès qu'elles seront approuvées par la FERC* »<sup>27</sup>.

[80] La « *Méthode d'identification des installations classées « critiques au sens des normes CIP* » » demeurait l'un des enjeux inscrits à l'ordre du jour de la dernière séance de travail tenue le 13 juin 2013.

[81] De plus, dans son mémoire déposé le 25 septembre 2013, RTA précisait ne pas posséder d'actifs critiques au sens de la norme CIP-002-1. L'intervenante indiquait néanmoins que la liste des actifs critiques en lien avec les normes CIP-002 à CIP-009 devrait être soumise pour approbation à la Régie, ainsi que toute forme de mise à jour de cette liste<sup>28</sup>.

[82] Lors de l'audience tenue le 10 octobre 2013, le Coordonnateur précisait ce qui suit<sup>29</sup> :

- une disposition particulière de l'Annexe de la norme CIP-002-1 précise que la liste des actifs critiques est déterminée par le Coordonnateur seul, en appliquant la norme;
- les critères d'inclusion à cette liste sont identifiés dans une méthodologie déposée à la Régie sous pli confidentiel le 4 novembre 2009<sup>30</sup>;
- cette méthodologie est inchangée depuis ce dépôt;
- la liste des actifs critiques est soumise à l'approbation de la Régie par le dépôt du Registre des entités visées;
- le fait que le Coordonnateur dépose ce Registre pour approbation à la Régie et qu'il comprenne la liste des actifs critiques répond à la demande de RTA.

[83] Lors de l'argumentation orale, le Coordonnateur réitérait que, même si la méthodologie d'identification des actifs critiques est confidentielle, la liste des actifs critiques qui en découle est soumise à l'approbation de la Régie, dans le respect de la Loi,

---

<sup>27</sup> Pièce B-101, p. 3.

<sup>28</sup> Pièce C-5-44-RTA, p. 17, par. 71 à 74.

<sup>29</sup> Pièce A-90-1, p. 52 à 54.

<sup>30</sup> Pièce B-10, HQCMÉ-2, document 5.1.

et que cela « *est de nature [...] à répondre [...] aux craintes exprimées par certains intervenants* »<sup>31</sup>.

[84] RTA, quant à elle, indiquait :

*« [ses] préoccupations en raison de la gravité ou de la gravitation du dossier vers le pôle américain de se voir imposer certaines normes ou méthodologies qui feraient en sorte que l'on pourrait intégrer des actifs de RTA comme actifs critiques sans être en mesure de pouvoir intervenir, connaître la méthodologie, comment ça se faisait avant, comment ça se fait maintenant, et de pouvoir le faire »*<sup>32</sup>.

[85] La Régie examine la norme CIP-002-1, dont elle a accepté le contenu normatif dans la Décision, et constate que l'exigence E1 de la norme de la NERC et ses sous-exigences précisent que l'entité responsable doit identifier, par écrit, la méthode ou la méthodologie d'analyse des risques utilisée pour identifier ses actifs critiques, devant comprendre des procédures et des critères d'évaluation<sup>33</sup>. L'entité responsable doit également tenir à jour la documentation décrivant sa méthode d'analyse des risques qui doit considérer les actifs et les principes d'inclusion spécifiques des actifs énumérés aux sous-exigences E1.2.1 à E1.2.7.

[86] De plus, selon le libellé de la norme, la mesure M1 relative à l'exigence E1 précise que l'entité visée devra démontrer sa conformité à cette exigence en soumettant la documentation sur la méthode d'analyse des risques établie conformément à ladite exigence. La Régie note que l'Annexe de la norme ne comprend aucune disposition particulière pour l'application de l'exigence E1 et de ses sous-exigences au Québec et ne réfère pas à la méthodologie utilisée par le Coordonnateur<sup>34</sup>.

[87] La Régie constate également que le libellé de l'Annexe de la norme précise que le Coordonnateur est le seul responsable de l'identification des actifs critiques au Québec. De plus, elle note que le Coordonnateur y mentionne que la norme s'applique aux installations du *réseau de transport principal (RTP)*<sup>35</sup>. De plus, la Régie constate que, dans le Registre des entités visées, le Coordonnateur identifie des actifs critiques autres

---

<sup>31</sup> Pièce A-90-2, p. 119.

<sup>32</sup> Pièce A-90-2, p. 198.

<sup>33</sup> Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé.

<sup>34</sup> Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé.

<sup>35</sup> Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.1 révisé.

que les siens, soit des actifs appartenant à Hydro-Québec TransÉnergie et à Hydro-Québec Production qui, par ailleurs, ne le contestent pas.

[88] La Régie note, selon le Registre des entités visées, que RTA ne possède pas d'actif critique et, selon le libellé de l'Annexe, que l'intervenante n'a pas à se conformer à la norme CIP-002-1.

[89] La Régie est d'avis que, pour la norme CIP-002-1 et son Annexe, telles que libellées, ce n'est donc qu'au moment de la vérification de la conformité à la norme que l'entité responsable présentera sa méthode d'analyse des risques visant à identifier les actifs critiques. Elle en déduit que la méthode, comme telle, ne constitue pas un aspect normatif à caractère technique de la norme CIP-002-1, telle que déposée pour adoption.

[90] Par conséquent, la méthode d'identification des actifs critiques n'est pas sujette à approbation dans le cadre de l'adoption de la norme CIP-002-1.

[91] La Régie note la préoccupation de RTA, qui ne possède pas d'actifs critiques, à l'effet que certains de ses actifs pourraient, dans le futur, être identifiés comme actifs critiques sans que l'intervenante soit pour autant en mesure de connaître la méthode d'identification de ces actifs. La Régie est d'avis que, dans le cadre de la demande d'adoption de la version 1 de la norme CIP-002, telle que soumise, et dans le contexte d'application de cette norme au Québec tel que décrit précédemment, la préoccupation de RTA est de nature hypothétique.

[92] La Régie prend note, par ailleurs, du dépôt des normes CIP-002 à CIP-009 dans leur version 5 à la suite de leur approbation par la FERC.

[93] Par ailleurs, la Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme CIP-002-1 et du suivi de la Décision et de la Décision partielle. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de cette norme et de son Annexe en suivi de la Décision, aux fins de la présente décision.

**[94] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC CIP-002-1 ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.**

***Norme FAC-009-1 – Établissement et communication des caractéristiques nominales des installations***

[95] Dans la Décision partielle, la Régie a demandé au Coordonnateur de modifier l'Annexe de la norme FAC-009-1 afin de codifier le champ d'application de cette norme spécifique au Québec, selon le contenu normatif à caractère technique de la Matrice d'application, tel qu'accepté dans la Décision<sup>36</sup>.

[96] La Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme FAC-009-1 en ce qu'il est conforme aux suivis de la Décision et de la Décision partielle. La Régie est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de cette norme et de son Annexe, aux fins de la présente décision.

**[97] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC FAC-009-1 ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.**

***Normes INT-005-3 - Le responsable des échanges diffuse l'échange convenu, INT-006-3 - Réponse au responsable des échanges, INT-008-3 - Le responsable des échanges diffuse le statut de l'échange***

[98] Le Coordonnateur demande l'adoption des normes INT-005-3, INT-006-3 et INT-008-3 qui remplacent les normes INT-005-2, INT-006-2 et INT-008-2 déposées initialement au dossier. Dans sa proposition de traitement des normes du 16 novembre 2012, le Coordonnateur allègue que les normes INT-005-3, INT-006-3 et INT-008-3 ont fait l'objet de changements de version majeurs, correspondant à un changement de fond dans le texte des normes.

[99] Le Coordonnateur précise que les nouvelles versions comportent des « [m]odifications au tableau des exigences relatives aux délais (20 min remplacé par 15 min) », et que, en particulier pour la norme INT-006-3, des modifications mineures ont été apportées à l'exigence E1 et à sa mesure, relativement au type de requête auquel les entités visées doivent répondre. Le Coordonnateur fait valoir que ces changements de fond ont un impact « modéré » sur l'application de ces normes au Québec<sup>37</sup>.

<sup>36</sup> Décision D-2012-091, p. 14, par. 57.

<sup>37</sup> Pièce B-101, tableau 2, p. 13.

[100] Les intervenants n'ont pas identifié d'enjeux relativement aux normes INT-005-3 et INT-008-3 qui ne les visent pas. Cependant, la norme INT-006-3 vise les *fournisseurs de services de transport* (TSP). L'intervenante RTA a soulevé « [I] *intégration des catégories de fonctions au TSP (fournisseur de services de transport)* » comme enjeu demeurant à la suite des séances de travail<sup>38</sup>.

[101] La Régie examine la teneur des modifications apportées aux nouvelles versions des trois normes.

[102] La Régie note que les trois normes INT initiales comprennent chacune le même tableau présentant les délais à respecter pour le traitement des échanges pour toutes les Interconnexions<sup>39</sup>.

[103] Chacune des nouvelles versions de ces trois normes comprennent<sup>40</sup> :

- un tableau de délais applicable à l'Interconnexion du *Western Electricity Coordinating Council* (le WECC);
- un tableau de délais applicable à toutes les autres Interconnexions;
- un exemple illustratif pour chacun des deux tableaux.

Ces tableaux et ces exemples sont identiques dans les textes des trois normes.

[104] De plus, une nouvelle colonne a été ajoutée dans les tableaux des nouvelles versions de ces trois normes INT afin de tenir compte de nouvelles catégories de temps, soit les catégories « après le fait », « en retard » et « à temps ».

[105] La Régie note également que le contenu du tableau pour le WECC a connu d'autres changements qui sont, à leur face même, significatifs, en ce que certains délais diffèrent de ceux de la version précédente. En effet, la Régie constate, entre autres, que le changement de délai de 20 à 15 minutes, identifié par le Coordonnateur, ne s'applique qu'au WECC.

---

<sup>38</sup> Pièce C-5-40-RTA, p. 1.

<sup>39</sup> Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 1.

<sup>40</sup> Pièce B-118, HQCMÉ-8, document 1.5 révisé.

[106] Par ailleurs, la Régie constate que le texte des exigences de la norme INT-005-3 n'a pas été modifié de façon significative par rapport à la version initiale. Seuls des changements de forme ont été apportés à la nouvelle version. Ces exigences obligent le *responsable des échanges* (IA) à respecter les délais de la colonne A du nouveau tableau. La Régie constate, dans le tableau applicable au Québec, qu'il n'y a aucun changement quant aux délais à respecter par rapport à ceux qui étaient précisés dans la norme initiale.

[107] De même, le texte des exigences est identique dans les deux versions de la norme INT-008. Selon ces exigences, le *responsable des échanges* (IA) doit respecter les délais de la colonne C du nouveau tableau. Pour ce qui est du Québec, les délais prescrits aux versions 2 et 3 des normes sont identiques.

[108] La Régie en conclut que le contenu normatif à caractère technique des exigences des normes INT-005 et INT-008 n'a pas été modifié entre les deux versions de ces normes. Elle considère que le changement entre les deux versions des normes n'est pas significatif et que l'impact sur l'application de ces normes au Québec est nul. Dans ces circonstances, la Régie juge approprié d'adopter une version plus récente de ces normes.

[109] Quant à la norme INT-006-3, l'enjeu soulevé par RTA a été débattu lors de l'audience tenue les 10 et 11 octobre 2013. La Régie traitera de cet enjeu en lien avec les transporteurs auxiliaires et leur rôle en tant que *fournisseur de service de transport* (TSP) dans une décision ultérieure. Elle rendra donc ultérieurement sa décision sur l'adoption de cette norme. Néanmoins, elle juge nécessaire, dans la présente décision, d'apporter certaines précisions relativement aux différences entre les deux versions de la norme.

[110] La Régie constate que la norme INT-006-3 présente une problématique légèrement différente des deux autres normes INT en ce qu'elle vise les *responsables de l'équilibrage* (BA) et les *fournisseurs de service de transport* (TSP) et non le *responsable des échanges* (IA) comme dans le cas des normes INT-005-3 et INT-008-3.

[111] La nouvelle version de la norme INT-006 fournit des précisions sur les délais à respecter pour des demandes d'échanges soumises au *responsable des échanges* (IA). Ces précisions ont trait :

- aux demandes soumises dans les 15 minutes qui précèdent le début desdits échanges;
- aux demandes soumises à un moment subséquent à celui du début desdits échanges.



[112] La Régie note cependant que, pour le comité de rédaction de la norme<sup>41</sup>, ainsi que pour la NERC<sup>42</sup>, ces précisions sont des clarifications et non des changements de fond. La FERC accepte que ces précisions ne soient que des clarifications de fond<sup>43</sup>.

[113] La Régie constate que la norme INT-006-2 n'était pas suffisamment explicite sur les délais à respecter pour les demandes d'échanges décrites précédemment. Elle est d'avis que la norme INT-006-3 est plus claire.

[114] Selon la Régie, il s'agit d'une clarification de fond plutôt que l'ajout d'une nouvelle exigence qui pourrait avoir un impact sur les entités visées par cette norme. Elle juge que ce changement à la norme n'est pas un changement de fond significatif et ne justifie pas que l'examen de la nouvelle version de la norme INT-006 soit reporté à un dossier ultérieur.

[115] Par ailleurs, la Régie est satisfaite des textes proposés pour les Annexes des normes INT-005-3 et INT-008-3 en ce qu'ils sont conformes en suivi de la Décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de ces normes et de leurs Annexes, aux fins de la présente décision.

**[116] Par conséquent, la Régie adopte les normes de la NERC INT-005-3 et INT-008-3 ainsi que leur Annexe respective, telles que proposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise et rendra ultérieurement sa décision sur la norme INT-006-3.**

### ***Norme PRC-001-1 – Coordination de la protection du réseau***

[117] La norme PRC-001-1 est demeurée inchangée depuis la Décision, dans laquelle la Régie identifie certains aspects normatifs de la preuve soumise par le Coordonnateur devant être intégrés aux Annexes des normes.

---

<sup>41</sup> FERC Docket N° RM09-8-000, demande de la NERC, p. 244 : « *The Standards Committee announces the following standards actions : [...] The Coordinate Interchange Timing Table Standard Drafting Team [...] made a minor clarification to INT-006-2, Requirement 1* » [nous soulignons].

<sup>42</sup> FERC Docket N° RM09-8-000, demande de la NERC, p. 10 : « *A change was made to Requirement R1 of INT-006-2 that clarifies applicability to “on-time” requests for interchange* » [nous soulignons].

<sup>43</sup> FERC Docket N° RM09-8-000, Order N° 730, [129 FERC 61, 223], p. 12 : « [...] *the Commission finds the clarification to INT-006-3, Requirement R1 acceptable. Responsible entities are still required to respond to all on-time requests for interchange service, as well as all requests for Emergency interchange service and Reliability Adjustment interchange service* » [nous soulignons].

[118] Le Coordonnateur a fourni au Registre des installations, relativement aux exigences E3, E3.1, E3.2 et E4, des précisions en matière de coordination des protections des installations situées à la frontière entre le RTP et les réseaux de transport régionaux<sup>44</sup>.

[119] En suivi de la Décision, le Coordonnateur déposait, le 24 septembre 2012, la norme et son Annexe. Dans l'Annexe de la norme, le Coordonnateur proposait le libellé suivant pour le champ d'application de la norme « A6 - *Champ d'application : Réseau de transport principal (RTP) et tout élément d'un réseau régional dont la protection déclenche un élément du RTP* »<sup>45</sup>.

[120] À la suite de ce dépôt, ÉLL/EBM soumettait, entre autres, que les précisions codifiées au Registre des installations étaient plus claires que celles fournies dans l'Annexe de la norme. De plus, l'intervenant suggérait que l'expression « réseau régional » soit définie de façon spécifique dans l'Annexe de la norme<sup>46</sup>.

[121] Le Coordonnateur répondait à ces commentaires en mentionnant qu'il y donnera suite en modifiant la section A6 « Champ d'application » de l'Annexe de la norme afin d'y intégrer le contenu normatif de la section 2.8 du Registre des installations. Il mentionnait également qu'il apporterait les modifications à la section A6 afin de supprimer l'expression « réseau régional »<sup>47</sup>.

[122] Le 30 novembre 2012, le Coordonnateur déposait l'Annexe modifiée de la norme PRC-001-1 avec la seule mention « RTP » comme champ d'application et l'ajout du texte suivant à la section B. Exigences :

*« Pour les installations limitrophes du RTP, la coordination de la protection en vertu des exigences E3, E3.1, E3.2 et E4 doit être faite pour la protection de défaillance (ou de réserve ou de secours) de l'élément du RTP qui déclenche l'élément ne faisant pas partie du RTP auquel il se raccorde si une telle protection existe. De même, la protection de défaillance (ou de réserve ou de secours) d'un élément ne faisant pas partie du RTP qui déclenche un élément du RTP doit également faire l'objet de la coordination prévue aux exigences E3, E3.1, E3.2 et E4 si une telle protection existe »<sup>48</sup>. [nous soulignons]*

<sup>44</sup> Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5 révisé, p. 12, section 2.8.

<sup>45</sup> Pièce B-97, HQCMÉ-6, document 1.1.

<sup>46</sup> Pièce C-3-31-ELL-EBM, p. 5.

<sup>47</sup> Pièce B-102, p. 5.

<sup>48</sup> Pièce B-104, HQCMÉ-6, document 1.1 révisé.

[123] Cet enjeu a été abordé lors de la séance de travail tenue le 14 mai 2013<sup>49</sup>. À la suite de cette séance de travail, le Coordonnateur déposait une version révisée de l'Annexe de la norme<sup>50</sup> afin d'intégrer les changements de structure apportés à l'ensemble des Annexes des normes, notamment celui visant la codification de l'applicabilité selon la réponse à l'engagement 1 souscrit lors de la séance de travail du 19 février 2013<sup>51</sup>. Dans cette version, le Coordonnateur précise, à la section A4 « Applicabilité » portant sur les installations visées, ce qui suit :

*« Installations*

*La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau de transport principal (RTP) »<sup>52</sup>. [nous soulignons]*

[124] À la suite de la tenue des séances de travail, ÉLL/EBM ne fait mention d'aucun enjeu demeurant relatif à cette norme<sup>53</sup>.

[125] La Régie rappelle que la section 2.8 du Registre des installations relative à la norme PRC-001-1 prévoyait ce qui suit :

*« La norme PRC-001 visant la coordination de la protection du réseau s'applique aux installations du réseau de transport principal.*

*Dans les cas où l'installation du réseau de transport principal se raccorde à un réseau régional, la coordination de la protection en vertu des exigences E3, E3.1, E3.2 et E4 doit être faite pour la protection de défaillance (ou de réserve ou de secours) de l'élément du réseau de transport principal qui déclenche l'élément du réseau régional auquel il se raccorde si une telle protection existe. De même, la protection de défaillance (ou de réserve ou de secours) d'un élément du réseau régional qui déclenche un élément du réseau de transport principal doit également faire l'objet de la coordination prévue aux exigences E3, E3.1, E3.2 et E4 si une telle protection existe »<sup>54</sup>. [nous soulignons]*

<sup>49</sup> Pièce A-79, ordre du jour, p. 2, section 2.3.

<sup>50</sup> Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.12 (version française) et document 2.12 (version anglaise).

<sup>51</sup> Pièce B-110, HQCMÉ-7, document 1, p. 3.

<sup>52</sup> Pièce B-119, HQCMÉ-8, document 1.12.

<sup>53</sup> Pièce C-3-40-ELL-EBM.

<sup>54</sup> Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5 révisé, p. 12.

[126] La Régie constate que le Coordonnateur a remplacé la notion initiale « d'installation du réseau de transport principal [qui] se raccorde à un réseau régional » par la notion « d'installation limitrophe du RTP ». Elle comprend que les entités visées par les exigences E3, E3.1, E3.2 et E4, soit les *exploitants de réseau de transport* (TOP) et les *exploitants d'installation de production* (GOP), ont l'obligation de s'assurer de la coordination des éléments du RTP, ce qui implique également les protections des éléments non-RTP susceptibles de déclencher ces éléments RTP. La Régie en conclut que les éléments non-RTP ne sont pas pour autant des installations visées par la norme. De même, les exploitants et propriétaires de ces éléments non-RTP ne sont pas, non plus, nécessairement des entités visées par la norme.

[127] La Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme PRC-001-1 en ce qu'il est conforme au suivi de la Décision. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de la norme et de son Annexe, aux fins de la présente décision.

**[128] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC PRC-001-1 ainsi que son Annexe, telles que proposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.**

#### *Norme TOP-008-1 - Intervention en cas de dépassements des limites de transit*

[129] La norme TOP-008-1 n'a fait l'objet d'aucune modification depuis la Décision. Le champ d'application de cette norme, en lien avec l'exigence E2, a fait l'objet de la séance de travail tenue le 4 avril 2013<sup>55</sup>.

[130] La Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme TOP-008-1, notamment en ce qui a trait au champ d'application de la norme en lien avec l'exigence E2, puisqu'il est conforme au suivi de la Décision. De plus, elle est d'avis que le niveau de concordance des textes français et anglais de cette norme et de son Annexe est satisfaisant aux fins de la présente décision.

**[131] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC TOP-008-1 ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.**

---

<sup>55</sup> Pièce A-76, ordre du jour, p. 9, section 4.8.

### ***Norme VAR-001-2 - Régulation de la tension et de la puissance réactive***

[132] Le Coordonnateur demande l'adoption de la norme VAR-001-2 en remplacement de la norme VAR-001-1. Dans sa proposition de traitement des normes du 16 novembre 2012, le Coordonnateur alléguait que la norme VAR-001-2 comportait un changement de version majeur, correspondant à un changement de fond dans le texte de la norme.

[133] Le Coordonnateur soumet que la nouvelle version comprend l'ajout d'exemples aux exigences E2 et E8 ainsi que l'ajout des *responsables de l'approvisionnement* (LSE) comme nouvelle fonction visée par l'exigence E5. Il soutient que l'impact de cet ajout sur les LSE comme nouvelle fonction visée est négligeable, puisque seule une exigence vise cette fonction et qu'aucune mesure n'y est associée. D'autres modifications ont été apportées aux aspects normatifs relatifs aux activités de vérification de la conformité aux normes<sup>56</sup>.

[134] Selon le Coordonnateur, ces modifications ont un impact « modéré » sur les entités visées au Québec par la norme VAR-001, soit les *exploitants du réseau de transport* (TOP), les *négociants* (PSE) et les *responsables de l'approvisionnement* (LSE)<sup>57</sup>.

[135] En ce qui a trait à l'exigence E5, la seule applicable aux LSE, le Coordonnateur, en réponse à un engagement souscrit lors de la séance de travail tenue le 15 mai 2013, fait valoir que cette exigence est sans objet au Québec :

*« Chaque négociant et chaque responsable de l'approvisionnement doit se doter de ressources de puissance réactive, conformément à l'exigence 5. Cependant, ces ressources réactives sont comprises dans les services complémentaires offertes par le Transporteur au client du service de transport à l'annexe 2 – Service de réglage de la tension des Tarifs et Conditions des services de transport, rendant ainsi cette exigence superflue. D'ailleurs, le retrait de l'exigence E5 fait présentement l'objet d'une demande de la NERC auprès de la FERC pour cette même raison »<sup>58</sup>. [nous soulignons]*

---

<sup>56</sup> Pièce B-101, tableau 2, p. 17.

<sup>57</sup> Pièce B-101, tableau 2, p. 17.

<sup>58</sup> Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 5, p. 4 et 5, engagement 8.

[136] Aussi, le Coordonnateur codifie cette particularité de l'application de l'exigence E5 à l'Annexe, en précisant que cette exigence est sans objet au Québec<sup>59</sup>.

[137] Compte tenu de ce qui précède, la Régie est d'avis que les modifications apportées à la norme VAR-001-2 n'ont pas d'impact dans l'application de cette norme au Québec. Dans ces circonstances, elle juge approprié d'adopter une version plus récente de cette norme.

[138] Par ailleurs, la Régie est satisfaite du texte proposé pour l'Annexe de la norme VAR-001-2, en ce qu'il est conforme au suivi de la Décision et à la réponse à l'engagement souscrit en séance de travail. De plus, elle est d'avis que le niveau de concordance des textes français et anglais de cette norme et de son Annexe est satisfaisant aux fins de la présente décision.

**[139] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC VAR-001-2 ainsi que son Annexe, telles que déposées par le Coordonnateur, dans leurs versions française et anglaise.**

***Norme VAR-002-1.1b - Exploitation des groupes de production en vue du maintien des programmes de tension du réseau***

[140] Le Coordonnateur demande l'adoption de la norme VAR-002-1.1b en remplacement de la norme VAR-002-1a. Dans sa proposition de traitement des normes du 16 novembre 2012, il alléguait que la norme VAR-002 avait fait l'objet d'un changement de version mineur et de l'ajout d'une annexe interprétative. Le Coordonnateur faisait alors valoir que les modifications apportées à la nouvelle version ne changeaient pas la teneur des exigences de la norme et, par conséquent, n'avaient pas d'impact sur leur application<sup>60</sup>.

[141] Dans sa décision D-2013-176 adoptant un deuxième bloc de normes, la Régie reconnaissait que les changements de version mineurs et l'ajout d'annexes interprétatives ne changeaient pas, *a priori*, la teneur des exigences à caractère normatif. De plus, la Régie, par souci d'efficacité réglementaire, reconnaissait la pertinence d'adopter des

---

<sup>59</sup> Pièce B-124, HQCMÉ-8, document 1.13 révisé.

<sup>60</sup> Pièce B-99, HQCMÉ-6, document 8.1, p. 3 et 5.

versions de normes plus récentes en suivi de la Décision, lorsque les seuls changements apportés n'avaient pas d'impact significatif<sup>61</sup>.

[142] La Régie est d'avis que les modifications apportées à la norme, dont l'ajout d'une annexe interprétative, n'affectent pas le contenu normatif à caractère technique de la norme, déjà accepté dans la Décision. Ainsi, dans ces circonstances, elle reconnaît la pertinence d'examiner la version plus récente de la norme VAR-002.

[143] Dans la Décision procédurale, la Régie a traité des enjeux soulevés par les intervenants en prévision de l'audience à tenir les 10 et 11 octobre 2013. Dans cette décision, en lien avec un enjeu soulevé par RTA, la Régie a ordonné au Coordonnateur de se conformer à la Décision en codifiant l'exemption aux exigences E4, E4.1, E4.1.1, E4.1.2, E4.1.3, E4.1.4, E5 et E5.1 de la norme VAR-002 précisées à la section 2.16 du Registre des installations, sous la forme d'une disposition particulière à l'Annexe de la norme<sup>62</sup>. Le Coordonnateur a déposé la version modifiée de l'Annexe le 25 septembre 2013, conformément à la Décision procédurale<sup>63</sup>.

[144] La Régie note que les intervenants n'ont pas commenté cette dernière version déposée.

[145] Par ailleurs, le libellé de l'exigence E2 de la norme VAR-002-1.1b précise ce qui suit :

*« E2. Sauf si l'exploitant de réseau de transport l'en a exempté, chaque exploitant d'installation de production doit maintenir la tension ou la puissance réactive produite par son ou ses groupes de production (dans le respect des caractéristiques assignées des installations [note de bas de page omise]) *tel qu'ordonné par l'exploitant de réseau de transport [...]* »<sup>64</sup>. [nous soulignons]*

---

<sup>61</sup> Décision D-2013-176, p. 21 et 22, par. 88 à 91.

<sup>62</sup> Décision D-2013-149, p. 13, par. 45.

<sup>63</sup> Pièce B-124, HQCMÉ-8, document 1.13 révisé (version française) et document 2.13 révisé (version anglaise).

<sup>64</sup> Pièce B-124, HQCMÉ-8, document 1.13 révisé.

[146] Le libellé de la section 2.16 du Registre des installations relatif à cette exigence E2 se lit comme suit :

« [...] »

*Les exploitants d'installation de production sont exemptés de suivre un programme de tension comme le prévoit l'exigence E2. Toutefois, ils devront se conformer aux directives de l'exploitant du réseau de transport quant à la consigne de tension à maintenir à la sortie de leur centrale ou aux points de raccordement de leur réseau avec celui d'un tiers afin de maintenir la tension du réseau de transport principal dans les plages prescrites [...] »<sup>65</sup>. [nous soulignons]*

[147] Le Coordonnateur répond par le libellé suivant à l'engagement 5 souscrit lors de la séance de travail tenue le 13 juin 2013 :

« Engagement 5 »

([...])

*Préciser à l'annexe Québec de la norme VAR-002-1 les exigences relatives aux tensions à respecter pour les GOP qui sont également TO.*

*R5 : Voir l'annexe Québec révisée de la norme VAR-002-1.1b à la pièce HQCMÉ-8, Document 1.13 (français) et Document 2.13 (anglais) »<sup>66</sup>.*

[148] Le Coordonnateur ajoute la disposition particulière suivante aux Annexes française et anglaise de la norme VAR-002-1.1b qu'il dépose le 4 juillet 2013, en réponse à cet engagement 5<sup>67</sup> :

*« Disposition particulière applicable à l'exigence E2 pour les propriétaires d'installation de transport qui sont aussi exploitants d'installation de production :*

- *Sauf si l'exploitant de réseau de transport l'en a exempté, chaque exploitant d'installation de production doit maintenir la tension ou la puissance réactive (dans le respect des caractéristiques assignées des installations), dans les plages prescrites aux points de raccordements de leur réseau avec celui d'un tiers afin de maintenir la tension du réseau de*

<sup>65</sup> Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5 révisé, p. 19.

<sup>66</sup> Pièce B-120, HQCMÉ-7, document 6, p. 3 et 4.

<sup>67</sup> Pièce B-120, HQCMÉ-8, document 1.13 révisé (version française) et document 2.13 révisé (version anglaise).



*transport principal, tel qu'ordonné par l'exploitant de réseau de transport* ». [nous soulignons]

“Specific provision applicable to requirement R2 for entities that are both Generator Owner and Generation Operator:

- *Unless exempted by the Transmission Operator, in order to maintain the voltage of the Main Transmission System (RTP), each Generator Operator shall maintain the generator voltage or reactive power output (within applicable Facility Ratings) within the provided ranges of the set point at the terminal of the generator substation or at the connection points of their network with that of a third party, as directed by the Transmission Operator”*. [nous soulignons]

[149] La Régie constate que les versions française et anglaise des libellés précités ne concordent pas, tant en ce qui a trait aux entités visées par l'exigence E2 qu'aux directives à respecter.

[150] En effet, selon ces libellés, la disposition particulière en anglais fait référence aux notions « *at the terminal of the generator substation or at the connection points of their network* » et, par conséquent, ne concorde pas avec celle de la version en français faisant uniquement référence « *aux points de raccordement de leur réseau* ».

[151] Cependant, la Régie note que, selon le libellé de la section 2.16 du Registre des installations relatif à l'exigence E2, l'*exploitant d'installation de production* (GOP), la seule entité visée par cette exigence, doit suivre une consigne de tension appliquée « à la sortie des centrales » ou « aux points de raccordement de leur réseau ». L'objectif recherché par l'engagement 5 précité était de clarifier le libellé de la section 2.16 en précisant le point d'application de la consigne de tension pour les *exploitants d'installation de production* (GOP) qui sont également *propriétaires d'installation de transport* (TO). Aussi, la Régie est satisfaite du libellé de la disposition particulière en français qui omet, pour ce cas de figure, l'alternative « à la sortie des centrales ».

[152] De plus, selon la compréhension de la Régie, en l'absence d'une disposition particulière dans l'Annexe relative aux *exploitants d'installation de production* (GOP) qui ne sont pas *propriétaires d'installation de transport* (TO), ces derniers auraient l'obligation de se conformer à la norme en appliquant la consigne de tension à la sortie de

leurs groupes de production, plutôt qu'aux points prévus à la section 2.16 du Registre des installations.

[153] La Régie note également que la disposition particulière de l'Annexe s'applique, dans la version anglaise, aux entités à la fois *propriétaires d'installation de production* (GO) et *exploitants d'installation de production* (GOP) et, dans la version française, aux *propriétaires d'installation de transport* (TO) qui sont également *exploitants d'installation de production* (GOP).

[154] Par ailleurs, la Régie constate que le Coordonnateur a précisé un sous-ensemble d'entités, soit les « Entités qui sont à la fois propriétaire d'installation de transport et exploitant d'installation de production » dans la section « A4 Applicabilité – Fonctions » de l'Annexe. La Régie est d'avis que ce niveau de détail n'est pas requis dans cette section.

[155] La Régie rappelle que le contenu normatif à caractère technique relatif tant aux entités visées qu'aux points d'application des consignes de tension, tel que précisé à la section 2.16 du Registre des installations, a déjà été accepté dans la Décision. Elle est d'avis qu'il y a donc lieu de modifier, pour l'exigence E2, les libellés des dispositions particulières des Annexes de la norme en français et en anglais, en suivi de la Décision, conformément à l'objectif de clarification recherché par l'engagement 5 précité.

**[156] Considérant ce qui précède, la Régie est d'avis que l'Annexe de la norme VAR-002-1.1b doit refléter le contenu normatif qu'elle a déjà accepté dans la Décision. Conséquemment, elle demande au Coordonnateur de modifier les dispositions particulières applicables à l'exigence E2 des Annexes en français et en anglais de la norme de la NERC VAR-002-1.1b, conformément aux conditions décrites précédemment.**

**[157] La Régie demande au Coordonnateur de déposer les versions ainsi révisées des Annexes de la norme VAR-002-1.1b, ainsi que la norme, au plus tard le 3 avril 2014 à 12 h.**

***Normes EOP-005-2 - Remise en charge du réseau à partir de ressources à démarrage autonome, EOP-006-2 - Coordination de la remise en charge du réseau, EOP-008-1 - Perte de fonctionnalité d'un centre de contrôle, IRO-005-3.1a - Coordination de la fiabilité - Exploitation de la journée en cours, MOD-004-1 - Marge de partage de capacité (CBM), PER-003-1 - Titre de compétence du personnel d'exploitation***

[158] Le 16 novembre 2012, le Coordonnateur proposait le retrait de sept normes et leur remplacement par une nouvelle version de norme ou par une autre norme<sup>68</sup> :

- EOP-005-1 remplacée par EOP-005-2;
- EOP-006-1 remplacée par EOP-006-2;
- EOP-008-0 remplacée par EOP-008-1;
- IRO-005-1 remplacée par IRO-005-3.1;
- MOD-006-0 et MOD-007-0 remplacées par MOD-004-1;
- PER-003-0 remplacée par PER-003-1.

[159] Le Coordonnateur faisait alors valoir que les nouvelles versions présentaient des modifications importantes, notamment au niveau du contenu normatif à caractère technique. De plus, il alléguait ce qui suit :

*« [...] il serait préférable de cesser l'examen dans le cadre du présent dossier, notamment en raison de la refonte importante de ces normes. En effet, la révision de ces normes nécessite plus qu'une mise à jour, requérant plutôt un nouvel examen par la Régie et les intervenants, puisque les modifications apportées visent notamment l'ajout de nouvelles exigences, des modifications importantes aux exigences existantes ou concernent l'application à de nouvelles entités visées. Pour ces raisons, le Coordonnateur estime que les modifications apportées à ces normes, qu'il qualifie de « significatives », méritent de faire l'objet d'une prochaine consultation publique menant par la suite à un nouveau dossier à être déposé à la Régie. Le Coordonnateur considère que cette façon de faire est la plus appropriée et efficiente dans les circonstances »<sup>69</sup>.*

---

<sup>68</sup> Pièce B-101, p. 2.

<sup>69</sup> Pièce B-101, p. 2 et 3.

[160] ÉLL/EBM indiquait être en désaccord avec la proposition du Coordonnateur de retirer les normes EOP-005-1, EOP-006-1, EOP-008-0, IRO-005-1 et PER-003-0 ayant déjà fait l'objet de la Décision. De l'avis de l'intervenant, ces normes ont déjà été considérées par la présente formation et les modifications apportées aux nouvelles versions devraient être soumises « *pour analyse et débat devant la même formation* »<sup>70</sup>.

[161] Dans sa lettre procédurale du 6 décembre 2012, la Régie demandait au Coordonnateur de déposer au présent dossier, au plus tard le 14 décembre 2012, les normes MOD-004-1, EOP-005-2, EOP-006-2, EOP-008-1, IRO-005-3.1a et PER-003-1, en français et en anglais, qu'il se proposait de déposer, dans un futur dossier, en remplacement de normes déposées au présent dossier, ainsi que les normes initiales MOD-006-0, MOD-007-0, EOP-005-1, EOP-006-1, EOP-008-0, IRO-005-1 et PER-003-0, en français, et leur Annexe respective, en français et en anglais, en suivi de la Décision.

[162] Lors des séances de travail tenues en 2013 portant sur les familles respectives de ces normes, le Coordonnateur présentait les différences entre les versions de normes pour chaque remplacement de norme proposé et prenait plusieurs engagements à cet égard.

[163] Pour les normes EOP-005-2, EOP-006-2 et EOP-008-1, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2013 aux États-Unis, les exigences des normes initiales ont, par ailleurs, été transposées intégralement dans les versions plus récentes. Le Coordonnateur soutenait que l'impact sur la fiabilité de cesser l'examen des versions initiales est nul, puisque les principales entités visées par ces normes, par leurs fonctions, soit Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Production, appliqueront les versions plus récentes des normes, dans l'attente de la mise en place d'un régime obligatoire au Québec<sup>71</sup>.

[164] Le Coordonnateur mentionnait également que le remplacement de la norme EOP-005-1 par la norme EOP-005-2 entraînait le retrait de la norme EOP-009-0<sup>72</sup>.

[165] Le Coordonnateur était d'avis qu'il ne serait pas efficient de soumettre les nouvelles versions de ces trois normes EOP au processus de consultation publique puisque « *ces versions ne visent essentiellement qu'HQT et HQP et, dans une moindre*

---

<sup>70</sup> Pièce C-3-33-ELL-EBM, p. 1.

<sup>71</sup> Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 4 révisé, p. 4 et 5, engagement 4.

<sup>72</sup> Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 4 révisé, p. 5, engagement 4.

*mesure, les entités inscrites comme intervenantes au dossier. Les entités concernées par ces normes ont donc eu l'occasion d'en étudier le contenu »<sup>73</sup>.*

[166] Toutefois, dans l'éventualité où la Régie refusait la proposition d'adoption des trois normes dans leurs versions récentes, le Coordonnateur indiquait qu'il entreprendrait un processus de consultation publique à la suite de la conclusion du processus de consultation en cours et qu'un dépôt à la Régie ne pourrait donc pas être envisagé avant 2014<sup>74</sup>.

[167] En ce qui a trait à la norme IRO-005-3.1a, le Coordonnateur faisait valoir que cette norme a pu être commentée par les intervenants et qu'elle a fait l'objet de discussions lors de la séance de travail du 3 avril 2013. À son avis, cette norme a donc fait l'objet d'un examen complet devant la Régie<sup>75</sup>.

[168] Quant à la norme MOD-004-1 remplaçant les normes MOD-006-0 et MOD-007-0, le Coordonnateur soumettait d'emblée que la *marge de partage de capacité* (CBM) faisant l'objet de ces normes n'est pas utilisée actuellement au Québec. Il ajoutait que le retrait des normes MOD-006-0 et MOD-007-0 n'implique aucun déplacement de contenu vers d'autres normes que la norme MOD-004-1. Les exigences E1 et E2 de la norme MOD-006-0 ont été transposées dans les exigences E1, E2, E9 et E10 de la norme MOD-004-1. Les exigences de la norme MOD-007-0 n'ont pas été transposées dans la norme MOD-004-1. Elles sont cependant implicites et couvertes par la norme MOD-004-1<sup>76</sup>.

[169] Le Coordonnateur soumettait qu'il « *remplace les normes MOD-006-0 et MOD-007-0 par la norme MOD-004-1, reflétant les décisions de la FERC* ». Il faisait valoir que ces normes ont fait l'objet d'un examen public par le personnel de la Régie et par les intervenants lors des séances de travail tenues en 2013<sup>77</sup>.

[170] Finalement, pour la norme PER-003-1, le Coordonnateur indiquait que cette norme ne vise que lui, qu'elle a pu être commentée par les intervenants et qu'elle a été

---

<sup>73</sup> Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 4 révisé, p. 6, engagement 5.

<sup>74</sup> Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 4 révisé, p. 6, engagement 5.

<sup>75</sup> Pièce B-117, HQCMÉ-7, document 3 révisé, p. 8 et 9, engagement 9.

<sup>76</sup> Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 4 révisé, p. 6 à 8, engagement 6.

<sup>77</sup> Pièce B-126, demande ré-amendée, allégué 20.

questionnée par la Régie lors de la séance de travail du 12 mars 2013. Par conséquent, le Coordonnateur était d'avis que cette norme a fait l'objet d'un examen complet<sup>78</sup>.

[171] Par ailleurs, conformément à la Décision procédurale<sup>79</sup>, RTA déposait un mémoire le 25 septembre 2013 dans lequel elle faisait état des normes et des exigences pour lesquelles elle devrait démontrer leur non-applicabilité selon la codification actuelle des Annexes<sup>80</sup>.

[172] En particulier, RTA cite l'exigence E11 de la norme IRO-005-3.1a et soutient qu'une exemption devrait être ajoutée, sous la forme d'une disposition particulière dans l'Annexe de la norme, puisque cette exigence ne trouve pas application pour un *fournisseur de service de transport* (TSP) fournissant un service de transport en réseau intégré, tel que RTA<sup>81</sup>.

[173] RTA cite également la norme EOP-005-2 et mentionne qu'une disposition particulière devrait être ajoutée dans l'Annexe de la norme afin de préciser, pour l'exigence E18, que seuls les *exploitants d'installation de production* (GOP) « *ayant des groupes à démarrage autonome doivent participer aux entraînements, aux exercices ou aux simulations de remise en charge du Coordonnateur* »<sup>82</sup>.

[174] Le 10 octobre 2013, le Coordonnateur donnait suite à la demande de RTA et déposait la norme EOP-005-2 et son Annexe ainsi modifiée, précisant que seuls les *exploitants d'installation de production* (GOP) ayant une *ressource à démarrage autonome* sont visés par l'exigence E18<sup>83</sup>.

[175] De plus, en audience, le Coordonnateur justifie cette modification apportée à l'Annexe de la norme relativement à l'exigence E18 par le fait qu'il s'agit vraisemblablement d'un oubli ou d'une omission de la NERC<sup>84</sup>.

---

<sup>78</sup> Pièce B-114, HQCMÉ-7, document 2 révisé, p. 5 et 6, engagement 11.

<sup>79</sup> Décision D-2013-149, p. 16, par. 60.

<sup>80</sup> Pièce C-5-44-RTA, p. 17.

<sup>81</sup> Pièce C-5-44-RTA, p. 20, par. 98.

<sup>82</sup> Pièce C-5-44-RTA, p. 21, par. 113.

<sup>83</sup> Pièce B-128, HQCMÉ-11, document 2.1 (version française) et pièce B-129, HQCMÉ-11, document 2.2 (version anglaise).

<sup>84</sup> Pièce A-90-1, p. 31 et 54.

[176] En audience<sup>85</sup>, ÉLL/EBM rappelle le commentaire précisé dans sa lettre du 27 septembre 2013 à l'effet que l'Annexe de la norme devrait codifier que la norme ne s'applique qu'aux entités visées par le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* (TOP)<sup>86</sup>.

[177] Tel que le soulignait le Coordonnateur dans sa correspondance du 16 novembre 2013, les versions des normes EOP-005, EOP-006, EOP-008, IRO-005, PER-003 ainsi que de la norme MOD-004 remplaçant les normes initiales faisaient l'objet d'une refonte importante du contenu normatif déjà accepté dans la Décision.

[178] D'emblée, la Régie compare les versions initiales et récentes des cinq normes suivantes et constate les principales modifications apportées aux nouvelles versions :

- EOP-005-2 par rapport à EOP-005-1 :
  - la nouvelle version vise les *exploitants d'installation de production* (GOP), alors que la version initiale ne les visait pas;
  - la nouvelle version comprend 18 exigences plutôt que 11 dans la version initiale.
  
- EOP-006-2 par rapport à EOP-006-1 :
  - la nouvelle version comprend dix exigences plutôt que six dans la version initiale.
  
- EOP-008-1 par rapport à EOP-008-0 :
  - la nouvelle version comprend huit exigences plutôt qu'une seule dans la version initiale.
  
- IRO-005-3.1a par rapport à IRO-005-1 :
  - la nouvelle version comprend le retrait de cinq exigences et la modification de trois exigences.

---

<sup>85</sup> Pièce A-90-2, p. 153 et 154.

<sup>86</sup> Pièce C-3-43-ELL-EBM, p. 2 et 3.

- PER-003-1 par rapport à PER-003-0 :
  - la nouvelle version comprend trois exigences plutôt qu'une seule dans la version initiale.

[179] Quant à la norme MOD-004-1, la Régie note qu'au-delà des transpositions de deux exigences de la norme MOD-006-0 vers quatre exigences de la norme MOD-004-1, cette norme comprend également huit autres exigences.

[180] Les clarifications apportées par le Coordonnateur dans les réponses aux engagements auxquels il a souscrit lors des séances de travail ont permis à la Régie d'apprécier la teneur des modifications apportées par la refonte de ces normes, ainsi que leur impact dans l'application des normes au Québec. La Régie est d'avis que les nouvelles versions de ces normes présentent des modifications importantes ayant un impact dans leur application éventuelle au Québec.

[181] Toutefois, bien que les séances de travail aient permis d'apprécier la portée de ces modifications, il n'en demeure pas moins que seulement certaines des entités visées ont participé aux séances de travail.

[182] La Régie rappelle que, dans sa décision D-2011-139, elle a établi qu'un processus de consultation publique est requis préalablement au dépôt de toute norme de fiabilité pour adoption, que cette norme soit spécifique au Québec ou qu'elle soit une norme de la NERC ou du NPCC approuvée par la FERC<sup>87</sup>. Par ailleurs, la Régie rappelle qu'elle a adopté, dans sa décision partielle D-2013-176, plusieurs normes dans une version différente de celle déposée initialement, après avoir constaté que les modifications apportées aux nouvelles versions de ces normes n'affectaient pas leur contenu normatif à caractère technique, déjà accepté dans la Décision<sup>88</sup>.

[183] Constatant l'ampleur des modifications apportées aux nouvelles versions des normes, la Régie est d'avis que, pour les normes précitées, seul le processus de consultation publique préalable au dépôt de normes prévu dans la décision D-2011-139 permet de satisfaire et de respecter les principes de transparence et d'équité exprimés dans cette décision<sup>89</sup>, dans le cadre fixé par la Régie pour le déroulement de ce processus<sup>90</sup>.

---

<sup>87</sup> Décision D-2011-139, p. 20 et 21, annexe.

<sup>88</sup> Décision D-2013-176, p. 23, par. 97, p. 25, par. 107 et p. 26, par. 111.

<sup>89</sup> Décision D-2011-139, p. 11, par. 36 et 37.

<sup>90</sup> Décision D-2011-139, p. 20 et 21, annexe.



[184] Ainsi, considérant la nature des modifications apportées aux nouvelles versions de remplacement des normes EOP-005, EOP-006, EOP-008 et PER-003 ainsi que des normes MOD-006 et MOD-007 et leur impact dans l'application de ces normes au Québec, la Régie considère qu'elle ne peut adopter les nouvelles versions de ces normes sans qu'elles aient fait l'objet d'un processus de consultation publique.

**[185] Par conséquent, la Régie cesse l'examen des normes EOP-005-1, EOP-006-1, EOP-008-0, IRO-005-1 et PER-003-1 et demande au Coordonnateur d'entreprendre un processus de consultation publique des normes EOP-005-2, EOP-006-2, EOP-008-1, IRO-005-3.1a, PER-003-1 et MOD-004-1 et de leur Annexe respective, dès que possible. Elle invite les entités visées à participer à ce processus, afin de faire valoir leurs positions.**

[186] Par ailleurs, la Régie souligne que, dans la version révisée de la norme EOP-005-2 déposée le 11 juillet 2013<sup>91</sup> et dans celle déposée en audience le 10 octobre 2013<sup>92</sup>, le Coordonnateur a omis, à l'exigence E18 du texte de la norme en français, la référence à des activités de remise en charge « tel que requis par le Coordonnateur », conformément au texte original de la norme de la NERC. De plus, pour cette même norme, la Régie s'attend à ce que le Coordonnateur élabore davantage sur la justification évoquée au soutien de l'ajout d'une disposition particulière dans l'Annexe de la norme EOP-005-2 relativement à l'exigence E18, tel que proposé par RTA, à l'effet qu'il s'agirait, selon le Coordonnateur, d'un oubli ou d'une omission de la NERC.

***Normes EOP-009-0 - Documentation des résultats d'essai des groupes de production à démarrage autonome, MOD-006-0 - Procédures sur l'utilisation des valeurs de la marge de partage de capacité, MOD-007-0 - Documentation sur l'utilisation de la CBM et NUC-001-0-1 - Coordination des interfaces de centrale nucléaire***

[187] Dans sa demande ré-amendée, le Coordonnateur retirait la norme NUC-001-1, puisqu'elle n'avait plus d'objet depuis la fermeture de la centrale nucléaire de Gentilly-2 en décembre 2012.

[188] En réponse à l'engagement 4 souscrit lors de la séance de travail du 23 avril 2013, le Coordonnateur justifiait le retrait de la norme EOP-009-0 par le transfert de ses exigences vers la norme EOP-005-2. Il précisait également que les principales entités

<sup>91</sup> Pièce B-121, HQCMÉ-8, document 1.9 révisé.

<sup>92</sup> Pièce B-128, HQCMÉ-11, document 2.1.

visées appliqueraient la norme EOP-005-2 dans l'attente de la mise en place d'un régime obligatoire et « *qu'il serait contre-productif de devoir revenir sur les versions antérieures de ces normes dans le cas où la Régie refusait d'étudier les versions à jour dans le cadre du présent dossier* »<sup>93</sup>.

[189] Par ailleurs, le Coordonnateur précisait que la *marge de partage de capacité* (CBM) faisant l'objet des normes MOD-006-0 et MOD-007-0 et de la norme MOD-004-1 les remplaçant, n'est pas utilisée actuellement au Québec.

[190] Considérant que la Régie a demandé au Coordonnateur de tenir un processus de consultation publique pour les normes EOP-005-2 et MOD-004-1, elle juge qu'il n'est plus requis d'examiner les normes EOP-009-0, MOD-006-0 et MOD-007-0.

[191] **L'adoption des normes de la NERC EOP-009-0, MOD-006-0, MOD-007-0 et NUC-001-1 jusqu'ici recherchée, n'étant plus justifiée, la Régie en autorise le retrait.**

[192] **Pour ces motifs,**

### **La Régie de l'énergie :**

**ADOpte** les normes de la NERC CIP-002-1, FAC-009-1, INT-005-3, INT-008-3, PRC-001-1, TOP-008-1 et VAR-001-2 ainsi que leur Annexe respective, dans leurs versions française et anglaise;

**ORDONNE** au Coordonnateur de modifier les dispositions particulières des Annexes française et anglaise relatives à l'exigence E2 de la norme NERC VAR-002-1.1b, conformément aux conditions décrites dans la présente décision, et de déposer les Annexes ainsi révisées ainsi que les normes française et anglaise au plus tard le **3 avril 2014, à 12 h;**

**DEMANDE** au Coordonnateur d'entreprendre un processus de consultation publique des normes EOP-005-2, EOP-006-2, EOP-008-1, IRO-005-3.1a, PER-003-1 et MOD-004-1 et de leur Annexe respective, dès que possible;

---

<sup>93</sup> Pièce B-119, HQCMÉ-7, document 4 révisé, p. 5, engagement 4.

**AUTORISE** le retrait des normes de la NERC EOP-009-0, MOD-006-0, MOD-007-0 et NUC-001-1;

**RÉSERVE** sa décision sur la date d'entrée en vigueur des normes adoptées dans la présente décision.

Marc Turgeon  
Régisseur

Louise Rozon  
Régisseur

Françoise Gagnon  
Régisseur

**Représentants :**

**Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (ÉLL/EBM) représenté par M<sup>es</sup> Pierre Legault et Paule Hamelin;**

**Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Jean-Olivier Tremblay;**

**Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M<sup>es</sup> André Turmel, Pierre-Olivier Charlebois et Julie-Anne Pariseau;**

**Ontario Power Generation Inc. (OPG) représentée par M<sup>e</sup> Louise Cadieux;**

**Rio Tinto Alcan inc. (RTA) représentée par M<sup>e</sup> Pierre Grenier.**

# ANNEXE 1

## Liste des normes de fiabilité soumises pour adoption et tableau récapitulatif

**Annexe 1 (4 pages)**

**M.T.** \_\_\_\_\_

**L. R.** \_\_\_\_\_

**F. G.** \_\_\_\_\_

TABLEAU 1 – LISTE DES NORMES DE FIABILITÉ SOUMISES POUR ADOPTION

Normes dont le contenu normatif est accepté dans la décision D-2011-068	Normes soumises pour adoption (demande amendée)	Normes adoptées (D-2012-091 et D-2013-176)	Normes adoptées dans la présente décision	Normes à déposer de nouveau dans ce dossier	Normes remises à un dossier ultérieur	Normes retirées du dossier	Normes à être traitées ultérieurement dans le présent dossier
BAL-001-0a	BAL-001-0.1a						X
BAL-002-0	BAL-002-1	X					
BAL-003-0a	BAL-003-0.1b	X					
BAL-004-0	BAL-004-0						X
BAL-005-0b	BAL-005-0.2b	X					
BAL-006-1	BAL-006-2	X					
CIP-001-1	CIP-001-2a						X
CIP-002-1	CIP-002-1		X				
CIP-003-1	CIP-003-1	X					
CIP-004-1	CIP-004-1	X					
CIP-005-1	CIP-005-1	X					
CIP-006-1	CIP-006-1	X					
CIP-007-1	CIP-007-1	X					
CIP-008-1	CIP-008-1	X					
CIP-009-1	CIP-009-1	X					
COM-001-1	COM-001-1.1	X					
COM-002-2	COM-002-2	X					
EOP-001-0	EOP-001-2.1b	X					
EOP-002-2	EOP-002-3.1	X					
EOP-003-1	EOP-003-1	X					
EOP-004-1	EOP-004-1						X
EOP-005-1	EOP-005-2				X		
EOP-006-1	EOP-006-2				X		
EOP-009-0	s.o.					X	
EOP-008-0	EOP-008-1				X		
FAC-001-0	FAC-001-0	X					
FAC-002-0	FAC-002-1						X
FAC-003-1	FAC-003-1	X					
FAC-008-1	FAC-008-1	X					
FAC-009-1	FAC-009-1		X				
FAC-010-2	FAC-010-2.1						X
FAC-011-2	FAC-011-2						X

Normes à être traitées ultérieurement dans le présent dossier	Normes retirées du dossier	Normes remises à un dossier ultérieur	Normes à déposer de nouveau dans ce dossier	Normes adoptées dans la présente décision	Normes adoptées (D-2012-091 et D-2013-176)	Normes soumises pour adoption (demande amendée)	Normes dont le contenu normatif est accepté dans la décision D-2011-068
					X	FAC-013-1	FAC-013-1
					X	FAC-014-2	FAC-014-2
X						INT-001-3	INT-001-3
					X	INT-003-2	INT-003-3
X						INT-004-2	INT-004-2
				X		INT-005-2	INT-005-3
X						INT-006-2	INT-006-3
					X	INT-007-1	INT-007-1
				X		INT-008-2	INT-008-3
					X	INT-009-1	INT-009-1
					X	INT-010-1	INT-010-1
X						IRO-001-1	IRO-001-1.1
X						IRO-002-1	IRO-002-2
X						IRO-003-2	IRO-003-2
X						IRO-004-1	IRO-004-2
		X				IRO-005-1	IRO-005-3.1a
X						IRO-006-4	IRO-006-5
					X	IRO-014-1	IRO-014-1
					X	IRO-015-1	IRO-015-1
					X	IRO-016-1	IRO-016-1
	X					MOD-006-0	MOD-004-1
	X					MOD-007-0	MOD-004-1
X						MOD-010-0	MOD-010-0
X						MOD-012-0	MOD-012-0
					X	MOD-016-1	MOD-016-1.1
X						MOD-017-0	MOD-017-0.1
X						MOD-018-0	MOD-018-0
X						MOD-019-0	MOD-019-0.1
					X	MOD-020-0	MOD-020-0
X						MOD-021-0	MOD-021-0
	X					NUC-001-0	s.o.
					X	PER-001-0	PER-001-0.2

Normes à être traitées ultérieurement dans le présent dossier	Normes retirées du dossier	Normes remises à un dossier ultérieur	Normes à déposer de nouveau dans ce dossier	Normes adoptées dans la présente décision	Normes adoptées (D-2012-091 et D-2013-176)	Normes soumises pour adoption (demande amendée)	Normes dont le contenu normatif est accepté dans la décision D-2011-068
					X	PER-002-0	PER-002-0
		X				PER-003-1	PER-003-0
					X	PER-004-1	PER-004-1
				X		PRC-001-1	PRC-001-1
X						PRC-004-2a	PRC-004-1
X						PRC-005-1b	PRC-005-1
X						PRC-007-0	PRC-007-0
X						PRC-008-0	PRC-008-0
X						PRC-009-0	PRC-009-0
X						PRC-010-0	PRC-010-0
X						PRC-011-0	PRC-011-0
X						PRC-015-0	PRC-015-0
X						PRC-016-0.1	PRC-016-0
X						PRC-017-0	PRC-017-0
X						PRC-018-1	PRC-018-1
X						PRC-021-1	PRC-021-1
X						PRC-022-1	PRC-022-1
X						TOP-001-1a	TOP-001-1
X						TOP-002-2.1b	TOP-002-2
X						TOP-003-1	TOP-003-0
					X	TOP-004-2	TOP-004-2
X						TOP-005-2a	TOP-005-1
X						TOP-006-2	TOP-006-1
					X	TOP-007-0	TOP-007-0
				X		TOP-008-1	TOP-008-1
X						TPL-001-0.1	TPL-001-0
X						TPL-002-0b	TPL-002-0
X						TPL-003-0a	TPL-003-0
X						TPL-004-0	TPL-004-0
				X		VAR-001-2	VAR-001-1
X			X			VAR-002-1.1b	VAR-002-1a
<b>44</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>7</b>	<b>35</b>	<b>Nombre de normes</b>	



**TABLEAU 2 – TABLEAU RÉCAPITULATIF**

Normes déposées pour adoption – Demande initiale	95
Retrait de normes – Demande amendée (NUC-001, MOD-006, MOD-007 et EOP-009)	-4
Nouvelle norme – Demande amendée (MOD-004)	1
<b>Normes déposées pour adoption – Demande amendée</b>	<b>92</b>
Normes adoptées – D-2012-091	12
Normes adoptées – D-2013-176	35*
Normes adoptées – présente décision	7
<b>Normes adoptées à ce jour</b>	<b>42</b>
Normes remises à un dossier ultérieur	6
<b>Normes traitées dans ce dossier (examen complété)</b>	<b>48</b>
<b>Normes à être traitées ultérieurement dans le présent dossier</b>	<b>44</b>

\*incluant 11 normes déjà adoptées dans la décision D-2012-091 et la norme FAC-014-2 en remplacement de la norme FAC-014-1 adoptée dans la décision D-2012-091.