

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-068

R-3699-2009

13 mai 2011

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Michel Hardy

Louise Rozon

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision partielle visant l'adoption des normes de fiabilité relativement au transport de l'électricité et l'approbation de documents connexes

Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle et Exploitation du Réseau 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.¹ (ÉLL/EBM);
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Rio Tinto Alcan inc. (RTA).

¹ Par lettre en date du 14 février 2011 (pièce C-3-17), Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) informe la Régie de son changement de nom en celui d'Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM). Conséquemment, toute référence à l'intervenante EBMI se fera sous sa nouvelle appellation EBM.

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	5
1. INTRODUCTION	7
2. CONTEXTE HISTORIQUE ET JURIDIQUE	9
2.1 CONTEXTE HISTORIQUE	9
2.2 CONTEXTE JURIDIQUE.....	10
3. OBJECTION DU COORDONNATEUR À LA PREMIÈRE PARTIE DU COMPLÉMENT DE PREUVE DE NLH	13
3.1 MOTIFS DU COORDONNATEUR	13
3.2 RÉPONSE DE NLH.....	14
3.3 OPINION DE LA RÉGIE	15
4. NORMES DE FIABILITÉ	18
4.1 INTRODUCTION	18
4.2 CHAMP D'APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ.....	19
4.3 PERTINENCE ET IMPACTS DES NORMES DE FIABILITÉ	25
4.4 CONTENU DES NORMES DE FIABILITÉ DÉPOSÉES	29
4.5 DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR DES NORMES DE FIABILITÉ	34
5. REGISTRES	36
5.1 REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ	36
5.2 REGISTRE DES INSTALLATIONS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ	38
5.3 OPINION DE LA RÉGIE	40
6. GLOSSAIRE DES TERMES ET DES ACRONYMES RELATIFS AUX NORMES DE FIABILITÉ	43
6.1 OPINION DE LA RÉGIE	44
7. MATRICES D'APPLICATION	45
7.1 OPINION DE LA RÉGIE	46
8. AUTRES CONSIDÉRATIONS	46
8.1 RENVOI À DES CRITÈRES NPCC OU À DES EXIGENCES DU TRANSPORTEUR.....	46
8.2 INSCRIPTION D'ONTARIO POWER GENERATION À TITRE D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU QUÉBEC	50
9. FRAIS INTÉRIMAIRES	53
DISPOSITIF	53
ANNEXE 1	59

LEXIQUE

FERC	Federal Energy Regulatory Commission : l'organisme de réglementation, entre autres, du transport inter-état de l'électricité aux Etats-Unis
IESO	Independent Electricity System Operator : l'entité indépendante, en Ontario, assumant, entre autres, le rôle de coordonnateur de la fiabilité pour cette province
NERC	North American Electric Reliability Corporation : l'organisation internationale de fiabilité pour l'Amérique du Nord
NPCC	Northeast Power Coordinating Council : l'organisation régionale de fiabilité pour les états de New York et de la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis, et les provinces du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et du Québec au Canada
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

[1] Le 2 juin 2009, la demanderesse, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie (HQCMÉ), dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec² (le Coordonnateur), demande à la Régie de l'énergie (la Régie) :

- d'adopter les normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) qu'il dépose en versions française et anglaise dans un même document à la pièce HQCMÉ-2, document 1;
- d'approuver le registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre des entités) qu'il dépose à la pièce HQCMÉ-2, document 4;
- d'approuver le registre des installations visées par les normes de fiabilité (le Registre des installations) qu'il dépose à la pièce HQCMÉ-2, document 5;
- d'approuver le guide des sanctions relatif à l'application des normes de fiabilité (le Guide des sanctions) qu'il dépose en versions française et anglaise dans un même document à la pièce HQCMÉ-2, document 9;
- de prendre acte du dépôt des matrices d'application des normes de fiabilité (les Matrices d'application) qu'il dépose en version française aux pièces HQCMÉ-2, documents 6 et 7 et en version anglaise aux pièces HQCMÉ-2, documents 6.1 et 7.1.

[2] À la fin de l'audience, le Coordonnateur amende les conclusions recherchées et y ajoute :

- d'approuver le glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire) qu'il dépose à la pièce HQCMÉ-2, document 10.

[3] De plus, le Coordonnateur dépose, à titre d'information et en soutien à l'application des normes de fiabilité, le « Schéma d'exploitation - Réseau de transport principal et réseaux régionaux » (le Schéma d'exploitation).

² Le 29 juillet 2010, à la suite d'un changement organisationnel effectué à Hydro-Québec, la Régie modifie la désignation précédente du 14 août 2007 en désignant, dans sa décision D-2010-106, la nouvelle direction Contrôle et Exploitation du réseau d'Hydro-Québec dans ses activités de transport (HQCER) comme Coordonnateur. En conséquence, toute référence à cette direction se fera sous sa nouvelle appellation HQCER.

[4] Il dépose également d'autres documents, dont un document portant sur l'évaluation de la pertinence et de l'impact des normes de fiabilité et la liste des entités susceptibles d'être soumises aux normes de fiabilité³.

[5] Le 22 septembre 2009, dans sa décision D-2009-121, la Régie accorde le statut d'intervenant à ÉLL/EBM, NLH et RTA, réserve sa décision sur une éventuelle audience orale et fixe l'échéancier pour le traitement du dossier.

[6] Le 23 juin 2010, OPG dépose une demande d'intervention. L'intervention est accueillie le 16 juillet 2010 par la décision D-2010-094.

[7] De plus, le dossier est caractérisé par plusieurs modifications à la preuve et l'introduction de nouvelles demandes des intervenants.

[8] À la suite de la réception des mémoires des intervenants ainsi que de leurs commentaires sur la tenue d'une audience orale, la Régie décide de la tenue d'une audience orale, précédée d'une rencontre technique, d'une rencontre préparatoire et de plusieurs rencontres entre les participants.

[9] 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 est accepté par les intervenants. Toutefois, le Coordonnateur s'engage à redéposer la « Matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC » (la Matrice CER) de façon à, notamment, y préciser les critères de la Northeast Power Coordinating Council (NPCC) obligatoires par renvoi d'une norme de fiabilité déposée pour adoption.

[10] La Matrice CER est déposée le 21 octobre 2010, commentée par ÉLL/EBM le 5 novembre 2010, puis révisée le 10 novembre 2010. La formation prend alors le dossier en délibéré.

[11] Seules subsistent certaines interrogations sur la portée des normes de fiabilité relativement aux installations de production et de transport de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CF(L)Co) au Labrador et sur la centrale de Chat Falls située en partie en territoire québécois et propriété conjointe d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (HQP) et d'OPG.

³ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2 et pièce B-1, HQCMÉ-2, document 3.

[12] Par la présente décision, la Régie statue sur la demande du Coordonnateur visant les normes de fiabilité, le Glossaire, la date de mise en vigueur des normes de fiabilité, les registres identifiant les entités et les installations visées par les normes de fiabilité et les Matrices d'application⁴. Elle se prononce également sur les autres demandes du Coordonnateur en matière de fiabilité du réseau de transport ainsi que sur les demandes des intervenants.

[13] La Régie reporte notamment en phase 2 l'examen de la demande d'approbation du Guide des sanctions.

2. CONTEXTE HISTORIQUE ET JURIDIQUE

2.1 CONTEXTE HISTORIQUE

[14] La panne d'électricité du 9 novembre 1965 qui toucha quelque 30 millions de personnes en Ontario et sur la Côte est des États-Unis a mené à la création de la NERC ainsi que d'organisations régionales de fiabilité, dont le NPCC dans le nord-est américain.

[15] Le 14 août 2003, une panne d'électricité touche 50 millions de personnes de l'Ontario et de huit états américains. À la suite de cette panne, les gouvernements américain et canadiens ont conclu à la nécessité, pour l'Amérique du Nord, d'instaurer un régime de fiabilité obligatoire et passible de sanctions en cas de non-conformité.

[16] En 2005, le Conseil des ministres de l'Énergie du Canada a souscrit à une résolution visant à mettre en place, dans toutes les juridictions interconnectées de l'Amérique du Nord, des normes de fiabilité obligatoires et susceptibles de sanctions en cas de non-conformité.

⁴ Il s'agit de la Matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC et de la Matrice d'application simplifiée des normes de fiabilité de la NERC.

[17] Le 4 mai 2006, le gouvernement du Québec rend publique sa stratégie énergétique 2006-2015, « *L'énergie pour construire le Québec de demain* ». Cette stratégie prévoit, entre autres, la modernisation du cadre législatif et réglementaire en place au Québec, notamment par l'harmonisation de régimes de normes de fiabilité du transport d'électricité avec celui des partenaires nord-américains du Québec. À cette fin, le gouvernement comptait doter la Régie des pouvoirs nécessaires à l'application des normes de fiabilité pour le transport de l'électricité dans un cadre respectant les compétences et les intérêts du Québec.

[18] Aux États-Unis, la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC) a approuvé en 2007–2008 un total de 95 normes de fiabilité.

[19] Le Coordonnateur soumet à la Régie ces 95 normes de fiabilité pour adoption.

2.2 CONTEXTE JURIDIQUE

[20] Le 13 décembre 2006, le législateur québécois adopte la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*⁵. Cette loi confère dorénavant à la Régie de nouvelles compétences, notamment en matière de fiabilité des réseaux de transport au Québec, dont celles d'adopter des normes de fiabilité et de s'assurer que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité ainsi adoptées.

[21] Ainsi amendée, la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁶ (la Loi) prévoit, entre autres, à ses articles 85.3 et 85.4 :

« **85.3.** *Sont visés par la présente section:*

1° un propriétaire ou exploitant d'une installation d'une tension de 44 kV et plus raccordée à un réseau de transport d'électricité;

2° un propriétaire ou exploitant d'un réseau de transport d'électricité;

⁵ 2006, c. 46, a. 48.

⁶ L.R.Q., c. R-6.01, telle qu'amendée le 21 mai 2010 (projet de loi n° 84 [2010, chapitre 8]).

3° un propriétaire ou exploitant d'une installation de production d'une puissance d'au moins 50 mégavolts ampères (MVA), raccordée à un réseau de transport d'électricité;

4° un distributeur dont la puissance de pointe dépasse 25 mégawatts (MW) et dont les installations sont raccordées à un réseau de transport d'électricité;

5° une personne qui utilise un réseau de transport d'électricité en vertu d'une convention de service de transport d'électricité intervenue avec le transporteur d'électricité ou avec tout autre transporteur au Québec.

85.4 *La Régie peut, avec l'autorisation du gouvernement conclure une entente avec un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité notamment pour :*

1° le développement des normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec;

2° effectuer des inspections ou des enquêtes prévues à la section II du chapitre III, dans le cadre de plans visant à surveiller l'application des normes de fiabilité;

3° lui fournir des avis et des recommandations.

L'entente doit indiquer la méthode d'établissement de la rémunération et les modalités de paiement pour la réalisation de ses objets. »

[22] Le 8 mai 2009, une entente est signée entre la Régie, la NERC et le NPCC suivant le décret d'autorisation du gouvernement⁷.

[23] La Loi prévoit également, à son article 85.5, « *que la Régie désigne, aux conditions qu'elle détermine, le coordonnateur de la fiabilité au Québec* ».

[24] Dans sa décision D-2007-95⁸, la Régie a désigné la direction Contrôle des mouvements d'énergie (HQCMÉ) d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (HQT ou le Transporteur) comme Coordonnateur.

⁷ Décret 443-2009, 8 avril 2009.

⁸ Dossier R-3625-2007.

[25] Tel que prescrit à l'article 85.6 de la Loi, le Coordonnateur doit déposer à la Régie les documents suivants :

*« 1^o les normes de fiabilité proposées par un organisme ayant conclu l'entente visée à l'article 85.4 ainsi que toute variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire;
2^o une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;
3^o l'identification de toute entité visée à l'article 85.3. »*

[26] De plus, l'article 85.13 de la Loi prévoit que le Coordonnateur :

*« 1^o doit déposer à la Régie, pour approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie;
2^o remplit les fonctions qui lui sont dévolues en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;
3^o peut, en vertu d'une norme adoptée par la Régie, donner des directives d'exploitation. »*

[27] Et, à l'article 85.8 de la Loi :

« Le coordonnateur de la fiabilité soumet à la Régie un guide faisant état des critères à prendre en considération dans la détermination d'une sanction, en cas de contravention à une norme de fiabilité. »

[28] En ce qui a trait à l'étendue de la compétence de la Régie en matière de normes de fiabilité, l'article 85.7 de la Loi prescrit que :

« La Régie peut demander au coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique. Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur.

Les normes de fiabilité peuvent:

1^o prévoir, sous réserve de l'article 85.10, une grille de sanctions y compris des sanctions pécuniaires applicables en cas de contravention;

2^o rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue. »

[29] Par ailleurs, les articles 85.9, 85.10, 85.11, 85.12 et 85.12.1 de la Loi précisent les pouvoirs de la Régie en situation de contravention à une norme de fiabilité.

3. OBJECTION DU COORDONNATEUR À LA PREMIÈRE PARTIE DU COMPLÉMENT DE PREUVE DE NLH

[30] Dans un premier temps, la Régie doit statuer sur l'objection du Coordonnateur⁹ à la première partie du complément de preuve de NLH déposée le 1^{er} octobre 2010¹⁰, qu'elle a prise sous réserve lors de l'audience.

[31] La première partie de ce complément de preuve porte sur la notion de « supervision étendue » que l'on retrouvait à une note de bas de page de la pièce HQCMÉ-2, document 4¹¹. Cette note de bas de page a été supprimée par le Coordonnateur le 30 septembre 2010. Cette première partie porte également sur la notion de « vue étendue », telle que précisée à la norme IRO-003-2. NLH fait valoir que le fait de supprimer la note de bas de page en question ne fournit pas la clarté requise sur cette question de supervision étendue, alors que les installations de la centrale de Churchill Falls figurent toujours dans la liste des éléments bulk raccordés au réseau d'HQT¹².

3.1 MOTIFS DU COORDONNATEUR

[32] Le Coordonnateur réitère d'abord les motifs invoqués dans ses correspondances des 29 et 30 septembre 2010, soit la tardiveté, la pertinence ainsi que le fait que NLH plaide la cause d'une tierce partie, CF(L)Co. Ces commentaires précédaient le dépôt du complément de preuve de NLH daté du 1^{er} octobre 2010¹³.

⁹ Pièce A-39-1, page 9.

¹⁰ Pièce C-4-24.

¹¹ Pièce B-47, HQCMÉ-2, document 4, page 16.

¹² Pièce C-4-24, page 3.

¹³ Pièce A-39-1, page 9.

[33] Par ailleurs, le Coordonnateur ajoute, notamment, que NLH souhaite refaire le débat ayant eu cours devant la Régie et sur lequel cette dernière a statué par sa décision D-2010-053¹⁴. De plus, comme NLH a porté cette décision en révision, il pourrait y avoir risque de décisions contradictoires, notamment par le fait qu'un membre de l'actuelle formation était signataire de la décision D-2010-053 et qu'un autre membre de la formation entendra la demande en révision. Le Coordonnateur plaide ainsi la litispendance et la chose jugée¹⁵.

[34] Enfin, le Coordonnateur invoque qu'aucune norme de fiabilité ne s'applique à CF(L)Co et que les seules normes de fiabilité qui s'appliquent à NLH sont celles relatives à sa fonction de négociant. Il conclut qu'il n'y a rien dans la preuve de l'intervenante qui démontre une contestation quelconque des 95 normes de fiabilité qui ont été déposées¹⁶.

[35] Le Coordonnateur rappelle que, en ce qui a trait plus spécifiquement à la norme IRO-003-2, NLH accepte cette norme dans la mesure où il ne s'agit que de surveillance (*monitoring*) et non d'une supervision étendue sur les actifs situés au Labrador¹⁷.

3.2 RÉPONSE DE NLH

[36] En réponse aux motifs évoqués par le Coordonnateur au soutien de son objection à la première partie de son complément de preuve, NLH fait notamment valoir que la définition de réseau de transport principal (RTP) au Glossaire inclut encore la notion de supervision.

[37] NLH rappelle que les normes de fiabilité sont établies pour l'avenir et que, comme elle compte réaliser le projet Lower Churchill, son complément de preuve demeure pertinent.

¹⁴ Dossiers P-110-1565, 1597 et 1678.

¹⁵ Pièce A-39-1, pages 10 à 14.

¹⁶ Pièce A-39-1, pages 36 et 57.

¹⁷ Pièce C-4-24, page 9 et pièce A-39-1, page 29.

[38] Ainsi, NLH souligne que les normes de fiabilité ne s'appliquent pas à CF(L)Co et aux actifs de cette société au Labrador et conteste le fait que ces actifs font partie du RTP, tel que défini par le Coordonnateur, ce qui amènerait la supervision et le contrôle de ces actifs par le Coordonnateur¹⁸.

[39] En ce qui a trait à la notion juridique de chose jugée, NLH soutient que les trois conditions, l'identité de l'objet, de cause et des parties, ne sont pas satisfaites. En effet, selon elle, le Transporteur n'est pas un participant au présent dossier. Le dossier a pour objet l'adoption de normes de fiabilité et non pas l'interprétation d'un tarif de l'*Open Access Transmission Tariff* dans le cadre d'une plainte. Enfin, NLH prétend qu'il n'y a pas identité de cause.

3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[40] La Régie rejette l'objection du Coordonnateur pour les motifs ci-après énoncés.

3.3.1 TARDIVITÉ DU DÉPÔT DU COMPLÉMENT DE PREUVE

[41] La Régie ne peut retenir cet argument pour trois motifs. Le premier est que NLH a toujours pris la peine de mentionner qu'elle conservait ses droits de déposer un complément de preuve, ce qui lui a été confirmé par la Régie lors de la rencontre préparatoire du 19 août 2010¹⁹.

[42] De plus, le Coordonnateur a lui-même amendé sa preuve à plusieurs reprises, et cela, jusqu'au matin même de l'audience.

[43] Enfin, si le dépôt de ce complément de preuve est tardif, il aurait été logique que le Coordonnateur demande le rejet de l'ensemble du complément de preuve, ce qui n'a pas été fait.

¹⁸ Pièce C-4-24, pages 3, 5 et 6.

¹⁹ Pièce A-35, pages 67 et 68.

3.3.2 PERTINENCE DE LA SECTION 1 DU COMPLÉMENT DE PREUVE

[44] Tel que précisé dans sa décision D-2010-134²⁰, la Régie est un organisme de régulation économique à caractère multifonctionnel, c'est-à-dire qui remplit des fonctions législatives, administratives et quasi-judiciaires.

[45] Lorsque la Régie adopte des normes de fiabilité dont la non-conformité sera susceptible de sanctions, comme c'est le cas dans le présent dossier, elle exerce une fonction législative. Cette fonction ne relève pas d'un système contradictoire, mais relève plutôt d'un système inquisitoire. Dans un tel système, la recherche et la présentation des faits constituent une responsabilité partagée entre le tribunal et les participants au dossier. La Régie est d'avis que lorsqu'elle exerce une telle fonction, les règles de preuve doivent être appliquées avec plus de souplesse. C'est dans cette perspective qu'elle examine la pertinence du complément de preuve déposé par NLH.

[46] La Régie comprend que, par sa démarche, NLH cherche notamment à dissiper toute ambiguïté entre la notion de supervision énoncée à la définition du RTP contenue au Glossaire et celle de « vue étendue » énoncée à la norme IRO-003-2.

[47] La Régie comprend également que NLH demande à ce que les installations de CF(L)Co soient exclues du RTP et du Schéma d'exploitation, puisque selon NLH, le Coordonnateur ne contrôle pas ces installations et qu'il n'est pas responsable de l'équilibrage dans cette région.

[48] Lors de l'audience, la notion de supervision se retrouvait toujours dans le Glossaire à la définition du RTP. De plus, les installations de CF(L)Co apparaissent au Schéma d'exploitation illustrant le RTP, tel que déposé par le Coordonnateur²¹.

[49] Par conséquent, de l'avis de la Régie, les sujets abordés par NLH sont pertinents aux décisions qu'elle est appelée à rendre dans le présent dossier. Ainsi, la section 1 du complément de preuve de NLH portant sur la notion de supervision étendue et les témoignages présentés à son soutien sont pertinents à l'étude du présent dossier.

²⁰ Dossier R-3709-2009, page 15, paragraphe 56.

²¹ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 8.

3.3.3 LE FAIT QUE NLH PLAIDE POUR AUTRUI, SOIT CF(L)CO

[50] Selon la Régie, NLH ne plaide pas pour autrui. L'intervenante était en droit de déterminer quels témoins seraient le plus à même de l'aider à faire valoir ses positions. Comme il s'agit de témoins de faits, la Régie doit évaluer ce qu'elle retient de ces témoignages en rapport avec les points qu'elle a à décider.

3.3.4 REPRISE D'UN DÉBAT ÉMANANT DES PLAINTES AYANT FAIT L'OBJET DE LA DÉCISION D-2010-053 : MOTIFS BASÉS SUR LA LITISPENDANCE ET LA CHOSE JUGÉE

[51] La Régie est d'avis que les trois conditions en matière de litispendance et de chose jugée ne sont pas satisfaites, tant en ce qui a trait aux parties, à l'objet qu'à la cause. En effet, HQT, pas plus que CF(L)Co, ne sont des parties à la présente instance, dont l'objet est l'adoption de normes de fiabilité en matière de transport de l'électricité au Québec, et non le traitement d'une plainte relativement à l'application du texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*²² (les Tarifs et conditions).

[52] La Régie croit utile de préciser la différence entre une fonction quasi-judiciaire et une fonction législative. La décision D-2010-053 avait pour objet le traitement d'une plainte circonscrite à des faits précis dans le temps et au texte des Tarifs et conditions en vigueur à la même époque. La Régie exerce alors une fonction quasi-judiciaire. L'actuel dossier porte sur un tout autre sujet, dans le cadre duquel la Régie exerce une fonction toute autre, soit une fonction législative. Il se peut qu'il y ait des notions communes à ces deux dossiers, mais ce n'est ni le même débat ni les mêmes fins recherchées.

[53] **En conclusion, pour ces motifs, la Régie rejette l'objection du Coordonnateur.**

²² Adoptés le 30 mars 2007 par la décision D-2007-34.

4. NORMES DE FIABILITÉ

4.1 INTRODUCTION

[54] Le Coordonnateur rappelle que la panne majeure d'août 2003 qui a touché 50 millions de consommateurs aux États-Unis et au Canada a incité le législateur américain à rendre obligatoire la conformité aux normes de fiabilité en adoptant *l'Energy Policy Act of 2005*.

[55] Il précise que le but de la mise en place du régime de fiabilité obligatoire est d'assurer la fiabilité des réseaux interconnectés en Amérique du Nord²³.

[56] La Régie note qu'un tel régime de fiabilité est déjà en place aux États-Unis et dans d'autres provinces du Canada.

[57] Conformément aux articles 85.4 et 85.6 de la Loi et à l'« entente concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec » conclue le 8 mai 2009 entre la Régie et les organismes NERC et NPCC, le Coordonnateur dépose, pour adoption, 95 normes de fiabilité. Ces normes sont déposées en versions française et anglaise dans le même document. La version originale anglaise a été approuvée par la NERC et la FERC, alors que la version française est une traduction du Coordonnateur.

[58] Le Coordonnateur fournit des clarifications et précisions ou introduit des particularités propres au contexte du Québec dans le Registre des entités et dans le Registre des installations. Ces registres sont déposés à la Régie pour approbation.

[59] Le Coordonnateur dépose également le Glossaire et convient, en cours d'audience, de demander à la Régie de l'approuver.

²³ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 8.

[60] Le Coordonnateur dépose les Matrices d'application dans leurs versions française et anglaise et demande à la Régie d'en prendre acte. Ces matrices ont pour objectif de faciliter l'application des normes de fiabilité²⁴.

[61] Le Coordonnateur fait valoir que les normes de fiabilité qu'il dépose à la Régie pour adoption sont toutes pertinentes et nécessaires. Il ajoute que l'adoption des 95 normes de fiabilité au Québec aura un effet positif sur le maintien de la fiabilité de l'Interconnexion Québec²⁵ et du maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande de puissance au Québec. De plus, elle favorisera l'harmonisation avec les provinces voisines et les États-Unis qui ont rendu les normes de fiabilité obligatoires.

[62] ÉLL/EBM produit et dépose une « matrice d'application des normes de fiabilité – ELL et EBMI » (la Matrice ÉLL/EBM) spécifique à ses installations²⁶ et demande à la Régie d'en prendre acte²⁷.

[63] De façon générale, les intervenants ne s'objectent pas au contenu et à l'adoption des normes de fiabilité soumises par le Coordonnateur.

4.2 CHAMP D'APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ

[64] Afin d'établir le champ d'application des 95 normes de fiabilité proposées et, conséquemment, l'identification des entités visées par ces normes, le Coordonnateur désigne le RTP sous sa supervision comme étant le réseau de transport d'électricité auquel la Loi fait référence aux paragraphes 1^o et 2^o de l'article 85.3. Ceci permet d'exclure les clients industriels et les propriétaires ou exploitants de centrales de moins de 50 MVA, généralement raccordés à 49 kV, 69 kV ou 120 kV, qui n'ont pas d'impact sur la fiabilité du RTP²⁸. À titre d'information et au soutien de l'application des normes de fiabilité, il dépose, sous pli confidentiel, le Schéma d'exploitation.

²⁴ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 35.

²⁵ L'Interconnexion Québec désigne l'un des quatre grands réseaux électriques de l'Amérique du Nord : l'Interconnexion de l'Est, l'Interconnexion de l'Ouest, l'Interconnexion ERCOT et l'Interconnexion Québec.

²⁶ Pièce C-3-15.

²⁷ Pièce A-39-2, page 51.

²⁸ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 4, page 3.

[65] Le Coordonnateur propose, pour la plupart des normes de fiabilité qu'il a déposées, le champ d'application suivant par sa définition du RTP :

« Réseau de transport principal - Acronyme RTP

Réseau de transport composé des appareils et des lignes transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des paramètres de fiabilité :

- *Maintien de l'équilibre offre/demande;*
- *Réglage de la fréquence;*
- *Maintien des réserves d'exploitation;*
- *Réglage de la tension du réseau et des interconnexions;*
- *Maintien du transit dans les limites d'exploitation;*
- *Coordination et supervision des transactions d'échanges;*
- *Supervision des automatismes de réseau;*
- *Remise en charge du réseau.*

Le réseau de transport principal est sous la supervision du coordonnateur de la fiabilité du Québec (Direction Contrôle et exploitation du réseau (CMÉ), Hydro-Québec TransÉnergie).

(Main Transmission System)²⁹. »

[66] La NERC identifie le « *Bulk Electric System* » (BES) comme le champ d'application des normes de fiabilité. Le Coordonnateur définit le BES de la NERC de la façon suivante³⁰ :

« Au sens de la définition qu'en donne l'organisation régionale de fiabilité (RRO), les ressources de production d'électricité, les lignes de transport, les interconnexions avec des réseaux voisins, et l'équipement qui s'y rattache, généralement exploités à des tensions de 100 kV et plus. Cette définition exclut en général les installations de transport radiales desservant un seul centre de consommation au moyen d'une seule source de transport.

(Bulk Electric System)

Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC) »

²⁹ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 10, page 35.

³⁰ *Ibid.*

[67] En s'inspirant de la définition du NPCC, le Coordonnateur définit comme suit le réseau « bulk » (le Réseau bulk)³¹ :

« Réseaux électriques interconnectés à l'intérieur du Nord- Est de l'Amérique du Nord et comprenant des installations de production et de transport sur lesquels des défauts ou perturbations peuvent avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale. Dans le présent contexte, les zones locales sont déterminées par les membres du Conseil (NPCC).

(Bulk Power System)

Source : Critère A-07 (Glossaire de termes du NPCC)

Note de la Direction Contrôle et exploitation du réseau : Le réseau « bulk » est un sous-ensemble du réseau de transport principal. »

[68] Questionné sur les raisons pour lesquelles le Coordonnateur propose, aux fins de l'identification du champ d'application des normes de fiabilité, le RTP plutôt que le Réseau bulk, le Coordonnateur répond que l'utilisation du Réseau bulk, aux fins de la désignation des entités visées par les normes de fiabilité, ne permet pas d'appliquer toutes les normes de fiabilité et, par conséquent, ne couvre pas les besoins d'exploitation et de maintenance pour la fiabilité au Québec et risque d'exclure toutes les entités inscrites au registre, à l'exception d'HQT, d'HQP et de la CER³².

[69] Il précise également qu'aucune centrale de production n'est classifiée bulk par le NPCC et que seulement 43 % de la production incluse dans le RTP est raccordée au Réseau bulk³³.

4.2.1 POSITION DES INTERVENANTS

[70] Initialement, ÉLL/EBM et RTA se sont objectés à la proposition du Coordonnateur assujettissant des installations non bulk au régime de fiabilité obligatoire prévu par la Loi. Le principal motif invoqué était à l'effet que leurs installations n'ont qu'un impact local et non provincial sur le maintien de la fiabilité³⁴.

³¹ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 10, page 34.

³² Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, page 6, R1.4.

³³ Pièce B-33, HQCMÉ-2, document 16, page 9.

³⁴ Pièce C-3-7, page 9; pièce C-5-12, page 13.

[71] De plus, ÉLL/EBM a souligné que cet élargissement du champ d'application des normes de fiabilité de la NERC n'a pas été soumis à un processus de consultation³⁵.

[72] OPG, qui exploite la centrale de Chats Falls chevauchant la rivière des Outaouais, s'est objectée à sa désignation d'« exploitant d'installations de production » assujetti aux normes de fiabilité applicables au Québec. Par la suite, le Coordonnateur s'est dit prêt, avec l'accord de la Régie, à exclure OPG du Registre des entités à titre d'exploitant d'installations de production. L'intervenante s'en est alors déclarée satisfaite.

[73] À la suite d'échanges intervenus avec le Coordonnateur, ÉLL/EBM et RTA sont finalement d'accord avec le champ d'application des normes de fiabilité, tel que proposé par le Coordonnateur.

[74] NLH demande que certaines corrections soient apportées à la définition de RTP et à sa traduction³⁶.

[75] Les représentations de l'intervenante portent sur les aspects suivants :

- les deux définitions différentes pour une même expression « réseau de transport principal ». L'une établie, selon le Coordonnateur, par la NERC et l'autre par le Coordonnateur;
- les deux traductions différentes pour la même expression « réseau de transport principal » : « *Bulk Electric System* », pour ce qui est de la définition NERC, et « *Main Transmission System* » pour la définition du Coordonnateur;
- le dernier paragraphe de la définition qui précise que le RTP est sous la supervision du Coordonnateur³⁷.

[76] L'intervenante recommande, afin d'éviter toute confusion, que les deux concepts RTP et BES aient des dénominations différentes³⁸.

³⁵ Pièce C-3-7, page 8.

³⁶ Pièce C-4-27, page 24.

³⁷ *Ibid.* à la page 3.

³⁸ *Ibid.* à la page 5.

[77] De plus, l'intervenante allègue que le dernier paragraphe de la définition de RTP n'est pas approprié, puisqu'il contient une règle de fond conférant au Coordonnateur un pouvoir de supervision sur le RTP. De plus, cette supervision n'est pas limitée géographiquement³⁹. Ainsi, NLH demande que le Labrador soit exclu du RTP.

[78] Enfin, l'intervenante demande à la Régie que le Glossaire soit, à tout le moins, modifié afin d'enlever la référence au contrôle et à la supervision du Coordonnateur dans la définition du RTP⁴⁰.

4.2.2 RÉPLIQUE DU COORDONNATEUR

[79] En ce qui a trait à la notion de supervision, le Coordonnateur soumet en audience⁴¹ que ce qui est important dans l'application des normes de fiabilité ce sont les critères énoncés au premier paragraphe de la définition du RTP. Il ajoute que le dernier paragraphe de la définition pourrait être supprimé sans affecter la clarté de la définition.

[80] En relation avec la traduction de l'expression « réseau de transport principal », le Coordonnateur propose qu'à la suite de l'éventuelle adoption de la définition, l'expression « réseau de transport principal » soit traduite par « BES »⁴².

4.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[81] La Régie note que seulement 43 % de la production incluse dans le RTP est raccordée au Réseau bulk, tel que défini par le NPCC.

³⁹ Pièce C-4-27, page 5.

⁴⁰ Pièce A-39-2, page 133.

⁴¹ *Ibid.* aux pages 168 et 169.

⁴² Pièce A-39-1, page 90.

[82] Elle note également que l'utilisation du Réseau bulk ne permet pas d'appliquer toutes les normes de fiabilité et, par conséquent, ne couvre pas les besoins d'exploitation et de maintenance pour assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec⁴³.

[83] La Régie constate que les intervenants ne contestent pas le champ d'application des normes de fiabilité proposé par le Coordonnateur.

[84] Par ailleurs, le paragraphe suivant « *Le réseau de transport principal est sous la supervision du coordonnateur de la fiabilité du Québec (direction Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ), Hydro-Québec TransÉnergie)* » ne codifie pas l'énoncé d'un critère d'identification des installations du RTP et, pour cette raison, son insertion à la définition n'est pas nécessaire. **Ainsi, la Régie demande au Coordonnateur de supprimer ce paragraphe de la définition.**

[85] La Régie conclut, du titre du Schéma d'exploitation déposé par le Coordonnateur⁴⁴, que ce schéma est à vocation opérationnelle et qu'il n'est pas exclusivement destiné à l'identification des installations visées par les normes de fiabilité. Elle en déduit que l'expression « réseau de transport principal » peut être utilisée par le Coordonnateur à d'autres fins que la stricte identification des installations visées par les normes de fiabilité.

[86] La Régie rappelle que le présent dossier ne porte pas sur la gestion des opérations de la direction CER dans ses activités courantes d'exploitation, mais sur la mise en place d'un régime de fiabilité obligatoire. Par conséquent, elle juge que le Schéma d'exploitation n'est pas utile aux fins de l'application des normes de fiabilité.

[87] La Régie a pris connaissance des interventions des participants en lien avec les traductions de « *Bulk Electric System (BES)* » et de « Réseau de transport principal (RTP) ». Elle constate que l'expression « Réseau de transport principal » présente, en français, deux définitions distinctes. À ces définitions, sont associées des expressions anglaises spécifiques à chacune des définitions. Ces expressions anglaises sont : « *Bulk Electric System* » et « *Main Transmission System* ».

⁴³ Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, page 6.

⁴⁴ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 8.

[88] La Régie note, de la version française des normes de fiabilité, que l'expression anglaise BES est généralement traduite par « Réseau de transport principal (RTP) » (ex. normes CIP-002-1, EOP-004-1, FAC-008-1 et IRO-004-1) mais que, à l'occasion, elle est traduite par Réseau bulk (ex. normes PRC-005-1 et TPL-002-0).

[89] Par ailleurs, la Régie note que les normes de fiabilité déposées ne visent pas exclusivement les installations de transport mais également certaines installations de production. À ce titre, elle rappelle que le réseau de transport principal se compose d'installations de transport et d'installations de production.

[90] La Régie comprend qu'au sens de la NERC, l'expression BES est une expression générique désignant l'ensemble des réseaux de production et transport d'électricité de l'Amérique du Nord⁴⁵. Par ailleurs, l'expression RTP est une expression spécifique utilisée par le Coordonnateur pour définir le champ d'application de la plupart des normes de fiabilité.

[91] **Pour ces motifs, la Régie demande au Coordonnateur de traduire l'expression « Bulk Electric System (BES) » par « système de production-transport d'électricité » dans le contexte générique des normes de fiabilité de la NERC et de traduire l'expression « Réseau de transport principal (RTP) » par « Main transmission system (MTS) » dans le contexte spécifique de la désignation du champ d'application de la plupart des normes de fiabilité applicables au Québec. En conséquence, la Régie demande au Coordonnateur de modifier la version française des normes de fiabilité visées et le Glossaire.**

4.3 PERTINENCE ET IMPACTS DES NORMES DE FIABILITÉ

[92] Le Coordonnateur précise que l'adoption des normes de fiabilité au Québec aura un impact positif sur le maintien de la fiabilité du transport d'électricité et du maintien de l'équilibre offre/demande au Québec. De plus, elle favorisera l'harmonisation des pratiques entre le Québec, les provinces voisines et les États-Unis qui ont également rendu ces normes de fiabilité obligatoires⁴⁶.

⁴⁵ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, pages 16 et 18 et pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 8.

⁴⁶ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 26.

[93] Le Coordonnateur conclut que les normes de fiabilité qu'il dépose à la Régie pour adoption sont toutes pertinentes et nécessaires et contribueront au maintien de la fiabilité de l'Interconnexion Québec et, par le fait même, des réseaux interconnectés.

[94] Le Coordonnateur soumet que les normes de fiabilité de la NERC ont été, jusqu'à maintenant, appliquées sur une base volontaire par quelques entités, mais que l'adoption de ces normes par la Régie pourrait occasionner un impact financier à certaines entités dorénavant soumises au régime obligatoire de fiabilité. Le Coordonnateur ne quantifie toutefois l'impact financier que pour Hydro-Québec.

[95] Il ajoute que, de façon générale, le principal impact sur les entités visées est surtout d'ordre administratif, puisqu'elles devront mettre en place, de façon structurée et systématique, des processus de suivi et de traçabilité par une gestion de la documentation relative à l'application des normes de fiabilité, de façon à être en mesure de démontrer leur conformité à ces normes.

[96] Considérant le champ d'application, le Coordonnateur mentionne que plusieurs normes de fiabilité ne visent qu'Hydro-Québec dans certaines de ses fonctions.

[97] En matière d'investissement requis afin de satisfaire aux exigences des normes de fiabilité proposées, le Coordonnateur indique que les normes de fiabilité associées à la protection des infrastructures critiques (normes CIP) ne visent qu'HQP et HQT et que la conformité à leurs exigences nécessite les investissements suivants :

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

[98] Le Coordonnateur précise que seules HQT et La Société en commandite Hydroélectrique Manicouagan possèdent des automatismes de réseau et, qu'à cet égard, les exigences de certaines normes PRC pourraient avoir une incidence sur leurs frais d'entretien.

[99] Il ajoute toutefois que l'adoption de la norme PRC-018-1, en ce qui a trait à l'installation d'équipement de surveillance des perturbations, pourrait exiger des investissements pour les entités visées autres qu'HQP et HQT.

[100] En ce qui a trait aux normes VAR, le Coordonnateur estime que le seul impact pour les propriétaires ou exploitants d'installations de production se situe à un niveau administratif, car ils devront mettre en place des procédures de signalement des changements dans les capacités de production réactive ou d'états des régulateurs de tension ou des stabilisateurs.

[101] Par ailleurs, selon le Coordonnateur, le respect de certaines exigences des normes TOP nécessite la mise en place de systèmes d'acquisition des mesures et des états requis, afin d'obtenir l'information en temps réel de deux centrales d'Hydro-Saguenay et de six centrales de RTA qui ne sont pas actuellement supervisées au CCR. De plus, la norme TOP-002-2 impose aux exploitants de centres de production de procéder à la vérification des puissances active et réactive de leurs installations.

4.3.1 POSITION DES INTERVENANTS

[102] ÉLL/EBM estime que les impacts d'ordre administratif afférents au respect des normes de fiabilité déposées sont nombreux (formation du personnel, établissement et mise en place de processus, entretien et vérification, études de réseau et support d'ingénierie). Il évalue, de façon préliminaire, que les coûts afférents imputables au respect des normes de fiabilité seraient de l'ordre de 1,4 M\$⁴⁷.

[103] L'intervenant souligne que les coûts afférents au suivi de la conformité ne pourront être établis que lorsque les modalités du processus de vérification de conformité seront connues.

[104] RTA évalue, de façon préliminaire, que les coûts associés au respect des normes de fiabilité pourraient s'élever, dès la première année, à 480 k\$ en ressources humaines et à 2,35 M\$ en investissements, dont 1,2 M\$ pour la norme PRC-018-1 et 1,1 M\$ pour la norme VAR-002-1a⁴⁸.

⁴⁷ Pièce C-3-9, R1.1.

⁴⁸ Pièce C-5-16, R1.1.

[105] Finalement, en matière de vérification de conformité, l'intervenante évalue ses efforts annuels à 157 k\$ en ressources humaines.

4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[106] L'article 85.6 de la Loi prévoit que le Coordonnateur doit déposer à la Régie une évaluation de la pertinence et des impacts des normes de fiabilité déposées.

[107] La Régie note que les intervenants ne contestent pas la pertinence des normes de fiabilité déposées.

[108] Par ailleurs, la Régie note que le Coordonnateur n'a pas fourni l'évaluation de l'impact monétaire pour l'ensemble des normes de fiabilité déposées, notamment pour les exigences d'ordre administratif de certaines normes de fiabilité. La Régie note également que les intervenants ont fourni une évaluation des coûts associés au respect de certaines de ces normes.

[109] La Régie comprend qu'il peut être difficile de déterminer avec exactitude les coûts à anticiper à ce stade. Toutefois, une évaluation, même sommaire, doit être fournie par le Coordonnateur afin de satisfaire l'exigence de l'article 85.6 de la Loi.

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

4.4 CONTENU DES NORMES DE FIABILITÉ DÉPOSÉES

[111] Tel que précisé précédemment, le Coordonnateur dépose pour adoption 95 normes de fiabilité et ces dernières ne font pas l'objet d'objection de la part des intervenants.

[112] La Régie retient de la preuve du Coordonnateur que les normes de fiabilité qu'il a déposées ont été développées par un organisme de fiabilité avec lequel elle a conclu une entente, qu'elles ont été approuvées par la FERC, qu'elles sont obligatoires aux États-Unis et que la majorité d'entre elles ont déjà été approuvées dans plusieurs provinces du Canada.

[113] La Régie note que les amendements à la preuve soumis par le Coordonnateur consistent en l'ajout de précisions ou clarifications relatives aux normes de fiabilité ou à leur application au Québec. Elle note également que ces précisions et clarifications ne sont pas codifiées dans les normes de fiabilité, mais dans d'autres documents soumis en preuve, notamment le Registre des installations, le Registre des entités et les Matrices d'application.

[114] La Régie constate que les normes de fiabilité déposées sont rédigées selon un gabarit standard, comprenant des aspects normatifs à caractère technique relatifs, entre autres, à l'exploitation, à l'utilisation et à la planification du réseau électrique ainsi que des aspects normatifs à caractère administratif associés à la vérification de la conformité ou au respect de ces normes.

[115] En ce qui a trait aux aspects normatifs à caractère technique, la Régie identifie les thèmes suivants⁴⁹ :

- à la section A, Introduction : entre autres thèmes, l'« applicabilité », soit l'identification des « Fonctions », en conformité avec le modèle fonctionnel de la NERC, visées par la norme et, conséquemment, les entités visées par la norme;
- à la section B, Exigences : les exigences à satisfaire selon la norme;
- à la section C, Mesures : l'identification, entre autres, des mécanismes ou unités de mesure du niveau de performance requis en lien avec les exigences de la norme;
- à la section E, Différences régionales : les variantes applicables dans certaines régions;

⁴⁹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 1, norme BAL-001-0a.

- à la section F, Documents associés : les annexes de la norme permettant, le cas échéant, d'en clarifier certains aspects.

[116] En ce qui a trait aux aspects normatifs à caractère administratif, la Régie identifie les thèmes suivants :

- à la section A, Introduction : la date d'entrée en vigueur de la norme;
- à la section B, Exigences : les « Facteurs de risque des normes de fiabilité » (les Facteurs de risque) associés à chaque exigence non respectée⁵⁰;
- à la section D, Conformité : les responsabilités, règlements, processus ou niveaux de non-conformité en lien avec la vérification de la conformité ou l'imposition du respect des exigences de la norme;
- l'historique des versions : l'historique des versions précédentes de la norme et, pour la plupart, de leur approbation par la NERC ou la FERC;
- le pied de page : la date d'adoption, par la Régie, de la norme et, le cas échéant, de la révision par le Coordonnateur.

[117] La Régie juge que les exigences d'une norme de fiabilité doivent être clairement définies, que le niveau de conformité attendu doit être mesurable et que les éléments normatifs des exigences doivent être adéquatement codifiés et regroupés au sein d'un seul document facilement accessible et complet en lui-même.

[118] Tel que précisé précédemment, la Régie note de la preuve du Coordonnateur que plusieurs aspects normatifs à caractère technique et administratif font l'objet de précisions en relation avec leur contenu ou leur application au Québec et qu'ils sont consignés, entre autres, aux registres déposés pour approbation et aux Matrices d'application.

⁵⁰ Certaines normes (ex. normes IRO-006 et NUC-001) intègrent les Facteurs de risque à même leur texte. Toutefois, les Facteurs de risque pertinents aux exigences des normes sont précisés à la pièce B-6, HQCMÉ-2, document 1.1 « Facteurs de risque des normes de fiabilité » en version française seulement.

[119] Par exemple, l'exigence E3.1 de la norme NERC EOP-004-1 prévoit la soumission d'un rapport au département de l'Énergie des États-Unis (DOE). Toutefois, dans la Matrice CER, il est précisé que :

« aucun rapport au DOE n'est requis au Québec⁵¹. »

[120] De même, l'exigence E4 de la norme NERC IRO-004-1 prévoit que les propriétaires et exploitants d'installations de production doivent fournir, entre autres, les prévisions de la production de leurs installations, alors que dans le Registre des installations, il est précisé que certains producteurs peuvent soumettre, en remplacement des données de production, les puissances nettes au point de raccordement de leur réseau⁵².

[121] La Régie rappelle que la structure des normes de fiabilité de la NERC prévoit des dispositions permettant d'intégrer, à même la norme, lorsque requis, les différences régionales. Elle prévoit également l'ajout d'annexes permettant, le cas échéant, de consigner les interprétations jugées utiles à leur compréhension ou application.

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.

[123] Par ailleurs, considérant les aspects normatifs à caractère administratif associés à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité et à l'imposition de leur respect, la Régie note que certaines dispositions prévues par la NERC et codifiées dans ses normes de fiabilité ne sont pas adaptées au cadre législatif en place au Québec.

⁵¹ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6, page 32.

⁵² Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 20.

[124] Par exemple, les normes de fiabilité déposées pour adoption prévoient que le « *responsable de la vérification de la conformité* » peut être l'« *organisation régionale de fiabilité pour les entités responsables, la NERC pour les organismes régionaux de fiabilité, un vérificateur tiers n'ayant pas d'intérêt quant aux résultats pour la NERC* »⁵³. De plus, elles indiquent une date de mise en vigueur qui n'est pas celle fixée par la Régie.

[125] Or, la Loi prévoit que les responsabilités de la vérification de la conformité aux normes de fiabilité du Québec, de l'adoption des normes et de la fixation de la date de leur entrée en vigueur incombent à la Régie :

Article 85.2 :

« La Régie s'assure que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte. »

Article 85.10 :

« [...] la Régie détermine si il y a contravention à une norme de fiabilité et, le cas échéant, elle impose une sanction [...]. »

Article 85.7 :

« Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur. »

[126] **La Régie accepte le contenu des normes de fiabilité de la NERC et les Facteurs de risque associés, tels que déposés, ainsi que les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités visées, le Registre des installations et les Matrices d'application.**

⁵³ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 1, norme CIP-003.

[127] **Cependant, considérant les motifs énoncés précédemment, la Régie demande au Coordonnateur :**

- **d’intégrer, sous forme d’annexe à chaque norme, les aspects normatifs à caractère technique contenus dans les documents Registre des entités, Registre des installations et les Matrices d’application;**
- **d’inclure à la même annexe les aspects normatifs à caractère administratif relatifs aux dates de mise en vigueur et aux responsabilités et activités associées à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité, conformément aux dispositions prévues par la Loi et aux décisions de la Régie;**
- **de produire ces nouvelles annexes dans leurs versions française et anglaise;**
- **de produire une version anglaise du document relatif aux Facteurs de risque.**

[128] La Régie fournit, à l’annexe 1, une liste, non exhaustive, des aspects normatifs qu’elle a identifiés dans la preuve soumise par le Coordonnateur et qu’elle lui demande d’intégrer, en annexe, à chaque norme de fiabilité.

[129] **La Régie demande au Coordonnateur de suivre les lignes directrices suivantes lors de l’élaboration des normes de fiabilité.**

[130] **L’annexe de chaque norme de fiabilité doit préciser :**

- **la norme NERC à laquelle l’annexe est associée;**
- **la date d’adoption, par la Régie, de la norme NERC associée;**
- **la date d’adoption, par la Régie, de l’annexe;**
- **la date de mise en vigueur de la norme NERC et de son annexe, conformément aux décisions de la Régie;**
- **que la Régie est responsable, au Québec, de la vérification de la conformité aux normes de fiabilité et à leur annexe qu’elle adopte;**
- **le cas échéant, l’historique des versions d’origine et révisions subséquentes de l’annexe ainsi que leur date d’adoption par la Régie.**

[131] Toutefois, à cet égard, une exigence applicable à un organisme régional de fiabilité qui n’est pas une entité visée par la Loi ne constitue pas une variante pour application au Québec et ne requiert pas la codification d’une exclusion à cette norme.

[132] De même, 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 constitue pas une variante pour application au Québec et ne requiert pas la codification d'une exclusion à cette norme.

[133] **L'annexe, à chaque norme de fiabilité, doit contenir, pour chaque exigence, la codification :**

- **des distinctions apportées par le Coordonnateur;**
- **des mesures de conformité associées à ces distinctions;**
- **des niveaux de non-conformité associés à ces distinctions;**
- **des facteurs de risque de non-conformité associés à ces distinctions.**

[134] La Régie constate que le niveau de concordance du texte français et du texte anglais des normes de fiabilité n'est pas satisfaisant. **En conséquence, la Régie prévoit tenir à ce sujet des rencontres entre les membres de son personnel et ceux du Coordonnateur.**

[135] **La Régie fixera un échéancier pour le dépôt des normes de fiabilité révisées conformément aux demandes énoncées dans la présente décision, dans leurs versions française et anglaise, en vue de leur adoption finale.**

4.5 DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR DES NORMES DE FIABILITÉ

[136] Le Coordonnateur propose que la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité soit fixée à 60 jours après leur adoption par la Régie, sauf pour la norme PRC-018-1, où le délai demandé est de six ans, afin de permettre aux entités visées de se doter des installations nécessaires.

[137] Une fois l'entrée en vigueur fixée, le texte des normes de fiabilité serait modifié pour la refléter.

[138] Le Coordonnateur propose également une période de transition de 120 jours après l'entrée en vigueur des normes de fiabilité pour l'application de sanctions monétaires en cas de non-conformité⁵⁴. Toutefois, il précise que l'imposition de sanctions pour non-conformité à l'exigence E3.1 de la norme VAR-002-1a prendra effet dans un délai de deux ans à la suite de son adoption par la Régie⁵⁵.

4.5.1 POSITION DES INTERVENANTS

[139] ÉLL/EBM demande que la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité soit fixée à six mois après la décision de la Régie adoptant ces normes, tenant compte, notamment, de la nécessité d'un arrimage avec le Guide des sanctions.

[140] NLH allègue que la Régie ne peut accorder un effet rétroactif aux normes de fiabilité qu'elle adopte et suggère un délai d'au moins 60 jours après leur adoption.

[141] RTA convient que, quelle que soit la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité, le Guide des sanctions, lorsqu'il sera adopté, ne devrait pas avoir de portée rétroactive⁵⁶.

4.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

[142] Considérant que les normes de fiabilité ne seront pas sanctionnables avant l'entrée en vigueur du Guide des sanctions, la Régie retient la proposition du Coordonnateur, soit une entrée en vigueur des normes de fiabilité 60 jours après leur adoption par la Régie pour l'ensemble des normes, sauf pour la norme PRC-018-1.

[143] La Régie fixe le délai de mise en vigueur de la norme PRC-018-1 à six ans de son adoption.

⁵⁴ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 40.

⁵⁵ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 19.

⁵⁶ Pièce A-39-2, page 140.

[144] Elle rappelle que le Guide des sanctions sera traité dans le cadre de la phase 2 du dossier.

5. REGISTRES

[145] Cette section traite de la demande du Coordonnateur en relation avec l'approbation du Registre des entités et du Registre des installations.

5.1 REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ

[146] En vertu de l'article 85.13 de la Loi, le Coordonnateur dépose le Registre des entités pour approbation par la Régie.

[147] Ce registre a été amendé à plusieurs reprises. La dernière version a été déposée le 21 octobre 2010⁵⁷.

[148] Aucun intervenant n'a émis d'objection relativement à l'approbation de ce registre.

[149] Le Registre des entités a pour objectif d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité, selon les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC (les Fonctions de la NERC), de façon à établir les normes de fiabilité auxquelles elles sont assujetties⁵⁸.

⁵⁷ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4.

⁵⁸ *Ibid.* à la page 3.

[150] Les Fonctions de la NERC sont les suivantes⁵⁹ :

- Coordonnateur de la fiabilité - RC (*Reliability Coordinator*);
- Fournisseur de services de transport - TSP (*Transmission Service Provider*);
- Coordonnateur de la planification - PC (*Planning Authority*);
- Responsable des échanges - IA (*Interchange Authority*);
- Responsable de l'équilibrage - BA (*Balancing Authority*);
- Propriétaire du réseau de transport - TO (*Transmission Owner*);
- Exploitant d'installations de production - GOP (*Generator Operator*);
- Exploitant du réseau de transport - TOP (*Transmission Operator*);
- Planificateur du réseau de transport - TP (*Transmission Planner*);
- Planificateur des ressources - RP (*Resource Planner*);
- Propriétaire d'installations de production - GO (*Generator Owner*);
- Responsable de l'approvisionnement - LSE (*Load-Serving Entity*);
- Négociant - PSE (*Purchasing-Selling Entity*);
- Distributeur - DP (*Distribution Provider*);
- Responsable de l'approvisionnement - LSE (*Load-Serving Entity*).

[151] Le Coordonnateur inscrit cinquante-trois entités au registre, dont trois divisions d'Hydro-Québec (Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD), HQT et HQP) et la direction Contrôle et exploitation du réseau de la division HQT. Vingt-quatre de ces entités sont exclusivement associées à la fonction de négociant.

[152] Afin de bien circonscrire la portée et de n'appliquer que les normes de fiabilité pertinentes aux différentes entités visées, le Coordonnateur introduit au Registre des entités des catégories de fonction associées aux Fonctions de la NERC (les Catégories de fonction). Ainsi, pour certaines Fonctions de la NERC, le Registre des entités identifie jusqu'à cinq Catégories de fonction et précise, pour chacune d'elles, le « Champ d'application particulier des normes en fonction des caractéristiques des installations, de la Catégorie de fonction ou des activités »⁶⁰. Il fournit également, en relation avec les entités inscrites, une description sommaire des installations ou rôles.

⁵⁹ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, pages 20 à 22.

⁶⁰ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4, pages 4 à 9.

[153] De plus, le Registre des entités permet d'identifier, entre autres, l'entité spécifiquement visée par chacune des normes de fiabilité. Il présente également les facteurs d'inclusion utilisés aux fins de l'identification des entités visées et de leur classement par Catégories de fonction.

5.2 REGISTRE DES INSTALLATIONS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ

[154] Le Coordonnateur dépose le Registre des installations pour approbation par la Régie, soit un registre identifiant les installations auxquelles les normes de fiabilité doivent s'appliquer au Québec. Il ajoute que cette approbation permettra également de faciliter le processus de surveillance et de suivi de l'application des normes de fiabilité⁶¹.

[155] Selon le Coordonnateur, le Registre des installations comporte un double objectif⁶² :

- il permet, en premier lieu, d'identifier les réseaux, appareils ou installations visés de façon spécifique par certaines normes de fiabilité, afin de préciser à quels installations, lignes, systèmes ou appareils elles doivent s'appliquer, afin d'en faciliter l'application;
- en deuxième lieu, ce registre apporte des précisions sur l'application de certaines normes de fiabilité, de façon à faciliter la compréhension de leur portée.

[156] Le Registre des installations a été amendé à plusieurs reprises avant la prise en délibéré du dossier. La dernière version du document a été déposée le 21 octobre 2010⁶³.

[157] Aucun intervenant n'a émis d'objection relativement à l'approbation de ce registre.

⁶¹ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 37.

⁶² Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 3.

⁶³ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5.

[158] Le Registre des installations introduit, entre autres, des champs d'application particuliers qui, le cas échéant, sont visés par des normes de fiabilité spécifiques ou par des aspects normatifs à caractère technique déposés par le Coordonnateur.

[159] Ce registre introduit des listes exhaustives d'installations, regroupées par catégorie, et identifie leur propriétaire. Ces listes sont les suivantes :

- la liste des installations visées par les normes de fiabilité sur la protection des infrastructures critiques (CIP-002-1 à CIP-009-1) – Document confidentiel;
- la liste des installations visées par les normes de fiabilité visant la remise en charge du réseau (EOP-005-1, EOP-006-1 et EOP-009-0) – Document confidentiel;
- la liste des installations visées par la norme de fiabilité sur la coordination d'interfaces de centrale nucléaire (NUC-001-1);
- la liste des installations du Réseau bulk visées en tout ou en partie par les normes de fiabilité en lien avec les systèmes de protection (PRC-004-1 et PRC-005-1), les systèmes de surveillance de perturbation (PRC-018-1) et la planification et la conception du réseau de transport (TPL-001-0 à TPL-004-0);
- la liste des automatismes visés par la norme de fiabilité sur la maintenance et les essais des automatismes de réseau (SPS) (PRC-017-0).

[160] Par ailleurs, le Registre des installations introduit de façon générique, sans en faire la liste exhaustive, les catégories d'installations suivantes :

- les nouvelles installations de transport, de production ou de consommation, sans égard de leur classification RTP ou réseau de transport régional, visées expressément par la norme FAC-002-0;
- les lignes exploitées à 200 kV et plus, sans égard à la catégorie de réseau à laquelle elles appartiennent, visées expressément par la norme FAC-003-1;
- les installations de production à vocation industrielle visées expressément par des particularités spécifiques au Québec en lien avec les normes IRO-002-1, IRO-003-2, IRO-004-1, IRO-005-1, TOP-001-1, TOP-002-2, TOP-003-0, TOP-005-1 et TOP-006-1.

[161] Enfin, ce registre énonce des précisions, clarifications ou variances applicables à certaines exigences des normes CIP-001-1, EOP-004-1, IRO-002-1, IRO-003-2, IRO-004-1, IRO-005-1, PRC-001-1, PRC-004-1, PRC-005-1, PRC-018-1, TOP-001-1, TOP-002-2, TOP-003-0, TOP-006-1 et VAR-002-1a. Certaines de ces clarifications introduisent, entre autres, des obligations par renvoi à des documents NPCC ou autres. Ce point du dossier est traité à la section 8.1 de la présente décision.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[162] La Régie constate que le Registre des entités contribue à l'identification des entités visées par les normes de fiabilité et est un outil informationnel utile pour les entités.

[163] Toutefois, elle est d'avis que certains éléments informatifs, entre autres, la désignation de l'applicabilité des normes de fiabilité par Catégories de fonction, ne sont pas essentiels à l'identification des entités visées. De plus, ces éléments informatifs sont tributaires de l'analyse des normes de fiabilité et de leur interprétation et, de ce fait, comportent des éléments normatifs redondants pouvant supplanter, voire contredire les normes de fiabilité.

[164] Pour cette raison, la Régie est d'avis que, dans le contexte de la demande d'approbation du Registre des entités, l'intégration des Catégories de fonction et la codification de l'applicabilité des normes de fiabilité en fonction de ces Catégories de fonction ne sont pas appropriées.

[165] À cet égard, la Régie rappelle que le gabarit utilisé dans le texte des normes de fiabilité introduit à la section A le thème « Applicabilité » qui définit le champ d'application de la norme. Par exemple, lorsqu'une norme de fiabilité s'applique à l'exploitant d'une centrale nucléaire, cette caractéristique est déjà codifiée à même la norme.

[166] La Régie est d'avis que l'inscription, au Registre des entités, de l'entité, de sa ou ses Fonction(s) de la NERC et de ses installations est nécessaire et suffisante pour permettre de faire les liens entre les entités visées et les normes de fiabilité qui leur sont applicables.

[167] Par ailleurs, la Régie note que le Registre des entités, tel que soumis par le Coordonnateur, a recours à différents moyens d'identification des entités. Ainsi, généralement, l'identification corporative est utilisée mais une division, un groupe ou la localisation d'une installation de cette entité sont parfois utilisés.

[168] La Régie est d'avis que le Registre des entités doit préciser minimalement les informations suivantes :

- l'identification corporative de l'entité;
- l'adresse corporative de l'entité;
- la ou les Fonction(s) de la NERC que l'entité exerce conformément au modèle fonctionnel de la NERC.

[169] La Régie est également d'avis que l'identification des installations visées et celle des entités visées sont liées et qu'elles dépendent du contenu des normes de fiabilité applicables au Québec. **Pour cette raison, la Régie est d'avis que ces deux registres, soumis pour approbation, forment un tout indissociable et, par conséquent, doivent former un seul registre.**

[170] La Régie remarque que les normes de fiabilité déposées par le Coordonnateur visent généralement les installations de transport et de production du RTP. Toutefois, certaines de ces normes visent, de façon plus spécifique, des installations de type ou d'usage particulier.

[171] À cet égard, la Régie constate que les normes de fiabilité déposées visent, entre autres, les installations suivantes :

- les installations du réseau RTP;
- les « actifs classés critiques » aux fins des normes CIP;
- les installations du Réseau bulk, en précisant les niveaux de tension applicable;
- les lignes exploitées à 200 kV et plus;
- une centrale nucléaire;
- les installations ou appareils requis pour la remise en charge du réseau;
- les automatismes de réseau classés de type I ou II par le NPCC.

[172] La Régie constate que plusieurs de ces installations ont été inscrites au Registre des installations. Toutefois, en matière d'identification des installations du RTP, la preuve du Coordonnateur se limite à déposer, pour information, le Schéma d'exploitation. Il en va de même pour la liste des lignes exploitées à 200 kV et plus qui n'est pas inscrite à ce registre.

[173] À cet égard, la Régie est d'avis que les listes des éléments du RTP et des lignes exploitées à 200 kV et plus sont tout aussi importantes que les autres listes d'installations inscrites au Registre des installations.

[174] **Pour les motifs mentionnés précédemment, la Régie :**

- **accepte :**
 - **les aspects normatifs à caractère technique identifiés aux registres, et demande, tel qu'exprimé au paragraphe 127, de les intégrer sous forme d'annexe aux textes des normes de fiabilité visées;**
 - **la liste des entités apparaissant au Registre des entités;**
 - **la liste des installations apparaissant au Registre des installations.**
- **mais rejette, dans leur forme actuelle, les documents Registre des entités visées par les normes de fiabilité et Registre des installations visées par les normes de fiabilité.**

[175] **La Régie demande au Coordonnateur de lui soumettre un Registre des entités, pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement. En lien avec chacune des entités visées, ce registre doit contenir les informations suivantes :**

- **L'identification corporative de l'entité;**
- **L'adresse corporative de l'entité;**
- **la ou les Fonction(s) de la NERC que l'entité exerce, conformément au modèle fonctionnel de la NERC;**
- **L'identification de ses postes, lignes et centrales classés RTP en précisant, pour les postes, les niveaux de tension applicable et pour les centrales, la valeur de leur puissance installée;**
- **L'identification de ses postes, lignes et centrales classés Réseau bulk en précisant, pour les postes, les niveaux de tension applicable;**
- **L'identification de ses « actifs classés critiques » aux fins des normes CIP;**
- **L'identification de ses lignes de transport exploitées à 200 kV et plus;**
- **L'identification de ses centrales nucléaires;**
- **L'identification de ses installations ou appareils requis pour la remise en charge du réseau;**
- **L'identification de ses automatismes de réseau classés de type I ou II par le NPCC.**

6. GLOSSAIRE DES TERMES ET DES ACRONYMES RELATIFS AUX NORMES DE FIABILITÉ

[176] Le Coordonnateur dépose le Glossaire et, considérant l'évolution du dossier, demande à la Régie de l'approuver.

[177] Ce glossaire présente la définition des termes et la signification des acronymes utilisés dans les normes de fiabilité et est, pour l'essentiel, une traduction des termes employés dans les normes de fiabilité de la NERC⁶⁴ :

6.1 OPINION DE LA RÉGIE

[178] La Régie constate que la majorité des intervenants ne s'objectent pas à l'approbation d'un glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité par la Régie. Bien au contraire, NLH en fait une demande formelle à la Régie et RTA y souscrit.

[179] Toutefois, la Régie note la réserve de l'intervenant ÉLL/EBM à l'effet que le Glossaire déposé devrait être considéré uniquement aux fins de la présentation de la preuve et qu'il ne devrait pas être utilisé comme outil de référence pour les dossiers présents ou futurs du Transporteur ou du Coordonnateur.

[180] La Régie partage les avis exprimés par le Coordonnateur, NLH et RTA à l'effet que le Glossaire permet de préciser le contenu des normes de fiabilité qui sont déposées pour adoption et est d'avis que les intervenants ont eu l'occasion, dans le cadre du présent dossier, d'intervenir sur les définitions proposées par le Coordonnateur.

[181] La Régie note que le Glossaire est déposé dans une version française seulement et que NLH demande qu'une version anglaise soit également déposée pour approbation par la Régie.

[182] Par ailleurs, la Régie remarque que le terme « sabotage » au sens de la norme CIP-001-1 n'est défini qu'au document Registre des installations et que le terme « chemins d'interconnexion » n'est pas défini, bien qu'utilisé aux Matrices d'application pour désigner les installations visées par certaines normes de fiabilité, notamment la norme MOD-006-0.

⁶⁴ *NERC Glossary of Terms Used in Reliability Standards*, April 20, 2009; pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, pages 19 et 20.

[183] **Ainsi, la Régie demande que la définition de « sabotage » et celle de « chemins d’interconnexion » soient intégrées au Glossaire.**

[184] **La Régie demande au Coordonnateur de lui déposer pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement, un glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité applicables au Québec, en versions française et anglaise, en tenant compte de tous les points de décision énoncés.**

7. MATRICES D’APPLICATION

[185] Le Coordonnateur dépose la Matrice CER et demande à la Régie d’en prendre acte⁶⁵. Cette matrice a été révisée à plusieurs occasions et la dernière version est datée du 10 novembre 2010⁶⁶.

[186] Selon le Coordonnateur, la Matrice CER a pour objectif de faciliter l’application des normes de fiabilité en identifiant les facteurs de risque associés au non-respect des exigences de chaque norme, les installations visées par les normes de fiabilité ainsi que les fonctions et Catégories de fonction du modèle de la NERC visées par les normes de fiabilité. Cette matrice réfère également à des documents produits par le NPCC qui proposent des façons de faire permettant de satisfaire les exigences de la NERC⁶⁷.

[187] Le 29 septembre 2010, ÉLL/EBM dépose la Matrice ÉLL/EBM⁶⁸ et demande à la Régie d’en prendre également acte⁶⁹. Le Coordonnateur ne s’objecte pas à ce que la Régie prenne acte de cette matrice.

⁶⁵ Pièce B-1, demande, page 4.

⁶⁶ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6.

⁶⁷ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 36.

⁶⁸ Pièce C-3-15.

⁶⁹ Pièce A-39-2, page 54.

[188] Selon ÉLL/EBM, la Matrice ÉLL/EBM permet d'identifier les normes de fiabilité et exigences qui lui sont spécifiquement applicables en lien avec ses obligations⁷⁰.

7.1 OPINION DE LA RÉGIE

[189] La Régie note que les matrices déposées par le Coordonnateur et ÉLL/EBM intègrent des éléments normatifs, des exigences, des particularités, des variantes et des exceptions, lesquels seront intégrés aux normes de fiabilité.

[190] La Régie est d'avis que la Matrice CER est un outil d'information pour les entités visées et considère que la Matrice ÉLL/EBM est un reflet de la compréhension mutuelle établie entre le Coordonnateur et cette entité.

[191] La Régie ne juge pas opportun de donner suite aux demandes du Coordonnateur et de ÉLL/EBM de prendre acte des matrices.

8. AUTRES CONSIDÉRATIONS

8.1 RENVOI À DES CRITÈRES NPCC OU À DES EXIGENCES DU TRANSPORTEUR

[192] Le 22 septembre 2010, le Coordonnateur dépose des versions révisées de certaines pièces au dossier ainsi que de nouvelles pièces, dont le Guide d'application des documents NPCC relatifs à la fiabilité (le Guide NPCC).

⁷⁰ Pièce A-39-2, pages 51 à 55.

[193] Le Guide NPCC a été modifié à quelques reprises. La version finale est datée du 21 octobre 2010⁷¹.

[194] Tel qu'il le mentionne, le Guide NPCC vise à préciser le contexte d'application, au Québec, des documents approuvés par le NPCC. Les documents de fiabilité du NPCC sont classés selon quatre types, soit :

- « A » pour les Critères;
- « B » pour les Guides;
- « C » pour les Procédures;
- « D » pour les Répertoires de fiabilité.

[195] Le Coordonnateur indique, entre autres, que :

« Le respect des documents de type « A » (Critère) et « D » (Répertoire de fiabilité) précisant un contexte régional tel qu'exigé par une norme de la NERC adoptée par la Régie de l'énergie du Québec est obligatoire et sujet à sanction au sens de la Loi sur la Régie de l'énergie en cas de non-conformité à ces documents.

[...]

Les entités qui sont membres à part entière du NPCC (Full Member) doivent, de par leur convention d'adhérent (membership agreement) et des autres obligations souscrites auprès du NPCC, respecter l'ensemble des documents de type « A », « B », « C » et « D » mis en vigueur par le NPCC⁷². »

[196] Par contre, le Coordonnateur précise que le respect des exigences énoncées dans les quatre types de document, dont l'application n'est pas exigée par une norme NERC adoptée par la Régie, est facultatif au sens de la Loi. D'autre part, le Coordonnateur identifie à la Matrice CER, pour chaque exigence, des documents qu'il classifie selon les appellations suivantes :

- « documents NPCC (conformité obligatoire) »;
- « documents NPCC (conformité facultative) »;
- « autres documents de référence ».

⁷¹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5.3.

⁷² *Ibid.* à la page 3.

[197] Sous la catégorie « autres documents de référence », le Coordonnateur cite, entre autres, des documents du NPCC⁷³ et des documents génériques du Transporteur et du Coordonnateur (Exigences techniques de raccordement, Instruction commune, Entente de raccordement, Contrat(s))⁷⁴.

[198] La Matrice CER permet d'identifier les normes de fiabilité dont certaines exigences rendent obligatoire, par renvoi, le respect de documents NPCC. Ces normes sont les suivantes : EOP-005-1, EOP-009-0, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0, PRC-018-1 et TOP-002-2.

[199] Le Coordonnateur précise également à cette matrice les catégories de fonction qui permettent d'identifier les entités sujettes, le cas échéant, à l'obligation de se conformer, selon la Loi, aux documents NPCC applicables.

8.1.1 POSITION DES INTERVENANTS

[200] L'intervenant ÉLL/EBM conclut de sa matrice et de la Matrice CER qu'aucune des normes de fiabilité pour lesquelles le Coordonnateur indique un document NPCC dont la conformité serait obligatoire ne s'applique à ÉLL/EBM.

[201] Les autres intervenants au dossier n'émettent aucun commentaire additionnel sur cette matrice.

8.1.2 RÉPLIQUE DU COORDONNATEUR

[202] Le Coordonnateur allègue dans sa réplique :

⁷³ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6, page 34, norme EOP-005-1.

⁷⁴ *Ibid.* à la page 41, norme FAC-002-0.

« En effet, considérant que ces critères du NPCC sont appelés à être modifiés dans un avenir plus ou moins rapproché et que leur forme sera également modifiée vraisemblablement en forme de normes, le coordonnateur de la fiabilité est d'avis que la prudence est de mise dans un contexte aussi évolutif. Il est important de rappeler que la présente demande constitue un premier dépôt de normes à la Régie et qu'il y aura d'autres dépôts de nouvelles normes compte tenu du développement des normes notamment par la NERC puisque c'est un processus continu. De plus, si les critères du NPCC sont transformés en normes, le coordonnateur de la fiabilité pourra ainsi les déposer à la Régie conformément à l'article 85.7 paragraphe 2, qui prévoit que les normes peuvent : “ rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue ”⁷⁵. »

[203] Dans ses commentaires finaux, le Coordonnateur réitère que la Matrice CER vise, notamment, à ajouter les précisions requises aux normes de fiabilité qui comprennent un tel renvoi, de façon à clarifier le cadre d'application de ces normes au Québec.

8.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[204] La Régie observe de la Matrice CER que plusieurs documents NPCC ou autres ne sont fournis qu'à titre de référence. Toutefois, certains documents du NPCC seraient, selon le Coordonnateur, obligatoires au sens de la Loi.

[205] La Loi prévoit à son article 85.7 que les normes de fiabilité adoptées par la Régie peuvent « rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue ».

⁷⁵ Pièce A-39-2, pages 13 et 14.

[206] La Régie constate que, bien que les documents NPCC désignés par le Coordonnateur comme étant obligatoires au sens de la Loi soient établis par un organisme avec lequel elle a conclu une entente, ce même organisme ne qualifie pas ces documents comme étant des normes de fiabilité.

[207] La Régie comprend de la Matrice CER et du Registre des entités, qu'à l'exception de certaines exigences de la norme PRC-018-1 qui rendent le critère A-15 du NPCC obligatoire par renvoi, seulement HQT, HQP et La Société en commandite hydroélectrique Manicouagan sont visées par ces renvois.

[208] La Régie s'assure que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte. En conséquence, tout critère ou élément normatif doit lui être soumis pour adoption sous forme de norme, afin que son respect devienne obligatoire.

[209] En vertu de l'article 85.7 de la Loi, la Régie peut rendre obligatoire le respect de normes de fiabilité mais non de critères.

[210] En conséquence, la Régie rejette la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de critères NPCC par simple renvoi relativement aux normes de fiabilité qu'elle adopte.

8.2 INSCRIPTION D'ONTARIO POWER GENERATION À TITRE D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU QUÉBEC

[211] Lors du dépôt de la demande en juin 2009, OPG était considérée par le Coordonnateur comme un négociant. OPG constate, en juin 2010, qu'elle est également considérée comme un exploitant d'installations de production pour la centrale de Chats Falls et est assujettie à la juridiction du Québec, ce que l'intervenante conteste.

[212] Dans sa demande d'intervention, OPG fait état des éléments suivants :

- Les installations de production d'OPG à Chats Falls sont électriquement situées à l'intérieur de la province de l'Ontario;
- La centrale est propriété conjointe d'HQP et d'OPG;
- La centrale est exploitée suivant les termes d'une licence de production obtenue de l'Ontario Energy Board (OEB);
- Toute l'électricité produite est injectée dans le réseau ontarien, y compris les quantités destinées ultimement au Québec;
- L'exploitation de la centrale, en ce qui a trait à la fiabilité, est sous la juridiction de l'Independent Electricity System Operator (IESO), le coordonnateur de la fiabilité en Ontario;
- Tous les participants au marché de l'électricité en Ontario sont tenus de respecter les normes de fiabilité de la NERC, dont la surveillance est assurée par l'IESO.

[213] Au soutien de sa prétention, OPG se réfère à une lettre adressée par l'IESO au Coordonnateur en date du 20 août 2010⁷⁶ faisant part des éléments suivants :

- Bien qu'OPG exploite les unités 6-9 à la centrale de Chats Falls pour le compte d'HQP, que les installations chevauchent la rivière Outaouais séparant le Québec et l'Ontario, toute l'énergie produite est acheminée sur le réseau de l'Ontario, y compris les quantités destinées ultimement au Québec;
- OPG ne reçoit aucune directive d'HQT pour l'exploitation de la centrale en matière de fiabilité ou de programmation;
- L'IESO, à titre de coordonnateur de la fiabilité et de responsable de l'équilibrage pour l'Ontario, est la seule entité qui fournit des directives pour toutes les unités de la centrale;
- Tous les participants au marché de l'électricité en Ontario doivent, conformément aux règles de marché en vigueur dans cette province, se conformer aux normes de fiabilité de la NERC;
- Le processus d'enregistrement de la NERC ne prévoit pas qu'une entité soit assujettie à plusieurs coordonnateurs de fiabilité ou responsable de l'équilibrage. En effet, l'article 500 des règles de la NERC prescrit que “ *For all geographical or electrical areas of a bulk power system, the registration process shall [...] ensure that all loads and generators are under the responsibility and control of one and only one Balancing Authority* ”;

⁷⁶ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 4.1.

- Il s’ensuit, selon l’IESO, que HQT ne devrait pas inscrire OPG au Registre des entités en qualité d’exploitant d’installations de production sur son territoire.

8.2.1 POSITION DU COORDONNATEUR

[214] Dans sa réponse à l’IESO, le Coordonnateur dit partager les préoccupations énoncées par OPG relativement à la partie des installations de production située au Québec. Le Coordonnateur réfère au paragraphe 3 de l’article 85.3 de la Loi qui traite des « *propriétaires ou exploitants d’une installation de production d’une puissance d’au moins 50 mégavolts ampères (MVA), raccordée à un réseau de transport d’électricité [...]* », tout en faisant état du fait que la Loi n’inclut pas le concept de responsable de l’équilibrage.

[215] Le Coordonnateur y indique qu’il entend soustraire OPG du Registre des entités à titre d’exploitant d’installations de production, mais que la Régie devra statuer sur cette question.

8.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[216] La Régie constate qu’OPG, à titre d’exploitant et copropriétaire de la centrale de Chats Falls, répond aux directives de l’IESO à titre de responsable de l’équilibrage et de coordonnateur de fiabilité pour l’Ontario et qu’OPG est dans l’obligation de respecter les normes de fiabilité adoptées par la NERC.

[217] De plus, la Régie retient que toute l’énergie produite par la centrale de Chats Falls est acheminée sur le réseau de transport de l’Ontario, y compris les quantités destinées ultimement au Québec.

[218] La Régie constate également que le Coordonnateur agrée à la demande d’OPG, en dépit du fait que la centrale soit en partie située au Québec.

[219] Pour ces motifs, la Régie reconnaît le bien-fondé de la position d’OPG et accepte que le Coordonnateur exclue OPG de la liste des exploitants d’installations de production inscrits au Registre des entités.

9. FRAIS INTÉRIMAIRES

[220] La demande du Coordonnateur date du 2 juin 2009. Cette demande est amendée par la suite et de nombreuses révisions sont apportées à la preuve. De plus, la Régie a décidé de traiter le présent dossier en deux phases.

[221] L'audience de la phase 1 s'est déroulée les 7 et 14 octobre 2010.

[222] L'audience de la phase 2 se tiendra les 8, 9 et, si nécessaire, 10 juin 2011.

[223] **La Régie demande aux intervenants, le cas échéant, de déposer, dans les 30 jours de la présente décision, une demande de paiement de frais intérimaires pour la phase 1 du dossier.**

[224] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

REJETTE l'objection du Coordonnateur relative à la première partie du complément de preuve de NLH déposée le 1^{er} octobre 2010;

DEMANDE au Coordonnateur de supprimer le deuxième paragraphe de la définition du RTP : « *Le réseau de transport principal est sous la supervision du coordonnateur de la fiabilité du Québec (direction Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ), Hydro-Québec TransÉnergie)* »;

DEMANDE au Coordonnateur de traduire l'expression « *Bulk Electric System (BES)* » par « système de production-transport d'électricité » dans le contexte générique des normes de fiabilité de la NERC et de traduire l'expression « Réseau de transport principal (RTP) » par « Main transmission system (MTS) » dans le contexte spécifique de la désignation du champ d'application de la plupart des normes de fiabilité applicables au Québec et de modifier la version française des normes de fiabilité visées et le Glossaire;

RECONNAÎT la pertinence des normes de fiabilité déposées et le fait qu'elles auront un impact sur les entités visées par ces normes;

ACCEPTE le contenu des normes de fiabilité de la NERC et les Facteurs de risque associés, tels que déposés, ainsi que les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités visées, le Registre des installations et les Matrices d'application;

DEMANDE au Coordonnateur :

- d'intégrer, sous forme d'annexe à chaque norme, les aspects normatifs à caractère technique contenus dans les documents Registre des entités, Registre des installations et les Matrices d'application;
- d'inclure à la même annexe les aspects normatifs à caractère administratif relatifs aux dates de mise en vigueur et aux responsabilités et activités associées à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité, conformément aux dispositions prévues par la Loi et aux décisions de la Régie;
- de produire ces nouvelles annexes dans leurs
- versions française et anglaise;
- de produire une version anglaise du document relatif aux Facteurs de risque;

DEMANDE au Coordonnateur de suivre les lignes directrices exprimées aux paragraphes 130 à 133 de la présente décision lors de l'élaboration des normes de fiabilité;

FIXERA un échéancier pour le dépôt des normes de fiabilité révisées conformément aux demandes énoncées dans la présente décision, dans leurs versions française et anglaise, en vue de leur adoption finale;

ACCEPTE la liste des entités apparaissant au Registre des entités ainsi que la liste des installations apparaissant au Registre des installations;

REJETTE, dans leur forme actuelle, les documents Registre des entités visées par les normes de fiabilité et Registre des installations visées par les normes de fiabilité;

DEMANDE au Coordonnateur de lui soumettre un Registre des entités, pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement;

DEMANDE au Coordonnateur de lui déposer pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement, un glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité applicables au Québec, en versions française et anglaise, en tenant compte de tous les points de décision énoncés;

REJETTE la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de critères NPCC par simple renvoi relativement aux normes de fiabilité qu'elle adopte;

RECONNAÎT le bien-fondé de la position d'OPG et **ACCEPTE** que le Coordonnateur exclue OPG de la liste des exploitants d'installations de production inscrits au Registre des entités;

PERMET aux intervenants, le cas échéant, de déposer, dans les 30 jours de la présente décision, une demande de paiement de frais intérimaires pour la phase 1 du dossier;

ORDONNE au Coordonnateur de se conformer à tous autres points énoncés dans la présente décision.

Marc Turgeon

Régisseur

Michel Hardy

Régisseur

Louise Rozon

Régisseur

Représentants :

- Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (ÉLL/EBM) représenté par M^e Pierre Legault et M^e Paule Hamelin;
- Hydro-Québec représentée par M^e Carolina Rinfret;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M^e André Turmel;
- Ontario Power Generation Inc. (OPG) représentée par M^e Louise Cadieux;
- Rio Tinto Alcan inc. (RTA) représentée par M^e Pierre Grenier.

ANNEXE 1

Annexe 1 (7 pages)

M.T. _____

M.H. _____

L.R. _____

Introduction

La présente annexe dresse une liste, non exhaustive, des aspects normatifs identifiés dans la preuve soumise par le Coordonnateur, lesquels devraient être intégrés aux normes de fiabilité, plus précisément en annexe à celles-ci.

Cette liste est établie à partir des pièces soumises en preuve, notamment aux documents suivants :

- le « registre des installations visées par les normes de fiabilité »;
- le « registre des entités visées par les normes de fiabilité »;
- la « matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC ».

Dans les sections subséquentes, chacune des familles de normes de fiabilité (BAL, CIP, etc.), pour lesquelles le Coordonnateur apporte des distinctions dans le contexte de leur application au Québec, sont abordées et les distinctions sont identifiées.

Normes BAL - Équilibrage des ressources et de la demande

Les normes BAL s'adressent au responsable de l'équilibrage, au Coordonnateur, à l'exploitant du réseau de transport de même qu'aux exploitants d'installations de production et aux responsables de l'approvisionnement.

Ces normes ont, entre autres, pour objectif d'assurer le maintien de l'équilibre offre/demande et le réglage de la fréquence.

À la Matrice CER, le Coordonnateur précise, pour la norme BAL-003-0a, que le réseau du Québec est asynchrone et que l'écart de réglage de la zone (ACE) est calculé avec une composante fréquence seulement.

Norme CIP - Protection des infrastructures critiques

Les normes CIP ont, entre autres, pour objectif d'identifier et de protéger les infrastructures critiques du réseau.

La norme CIP-001-1 s'adresse à plusieurs entités et vise le signalement des actes de sabotage. Le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, qu'au Québec, les communications mentionnées à l'exigence E.4 ne se font pas avec la Gendarmerie Royale du Canada mais avec la Sûreté du Québec.

Le Coordonnateur précise au Registre des installations que les normes CIP-002-1 à CIP-009-1 visent les actifs qui sont définis selon la méthodologie décrite dans l'encadrement « TTI-N-SEC-003 Méthodologie d'identification des actifs critiques d'Hydro-Québec pour rencontrer les exigences des CIP de la NERC » produit par le Coordonnateur. Il ajoute que cette méthode s'applique à l'ensemble du Québec¹.

En relation avec la norme CIP-004-01, le Coordonnateur fournit, dans la version française de la norme, une note explicative sur « l'évaluation des risques liés au personnel » laquelle consiste, en pratique, à la vérification des antécédents du personnel.

Norme COM - Communications

Les normes COM encadrent les communications entre exploitants et les systèmes de télécommunications requis pour l'exécution des fonctions de Coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, responsable des échanges et d'exploitant du réseau de transport et d'installations de production².

Pour la norme COM-001-1, le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, qu'il est convenu que les communications entre les entités situées au Québec se font en français.

Norme EOP - Préparation et exploitation en situation d'urgence

Les normes EOP établissent les exigences minimales afin d'assurer un degré de préparation adéquat des exploitants pour faire face aux situations d'urgence telles qu'une panne du réseau, une défaillance en puissance ou encore l'indisponibilité des systèmes ou du centre de conduite du réseau.

¹ Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, R5.2.

² Norme COM-002-2.

En lien avec la norme EOP-004-1 portant sur la déclaration des perturbations affectant le RTP, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que :

- les paramètres applicables à l'Interconnexion de l'Est énoncés dans la norme sont également applicables à l'Interconnexion Québec;
- les responsables de l'approvisionnement de la catégorie LSE-2 (distributeurs autres qu'HQD³) sont exemptés de l'application de cette norme;
- l'expression « surtension prolongée » de l'annexe 1 de la norme est utilisée par opposition à « instantanée » ou « transitoire », ce qui exclut les surtensions transitoires attribuables à la foudre ou à des manœuvres sur le réseau;
- qu'il n'est pas requis de déclarer les perturbations survenant au Québec au DOE.

Norme FAC – Conception, raccordement et maintenance des installations

Les normes FAC ont pour objectif de déterminer les exigences relatives :

- au raccordement d'installations;
- à la détermination et à la communication des capacités des installations;
- à la détermination des limites d'exploitation;
- à la détermination des capacités de transfert;
- à la maintenance des équipements et des emprises de lignes;
- à la maîtrise de la végétation.

Le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que la norme FAC-002-0 s'applique à tout nouveau raccordement d'installations et à certaines modifications ou réfections d'installations de transport de production et de consommation, sans égard à leur inclusion au RTP.

En ce qui a trait à la norme FAC-003-1 portant sur la maîtrise de la végétation, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que cette norme s'applique de façon spécifique aux lignes électriques exploitées à 200 kV et plus, sans égard à leur inclusion au RTP.

³ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4, page 13; de plus, le Coordonnateur définit, au Registre des entités, les exclusions applicables aux LSE-2 en précisant les seules normes qui leur sont applicables.

Norme IRO - Exploitation et coordination, fiabilité de l'Interconnexion

Les normes IRO ont pour objectif d'établir, entre autres, l'autorité, les exigences et les responsabilités en lien avec les rôles du Coordonnateur.

La norme IRO-006-4 fait mention des procédures d'allègement de la charge des installations de transport (TLR) applicables à toute l'Interconnexion de l'Est, à l'Interconnexion de l'Ouest et à l'Interconnexion Ercot. Le Coordonnateur précise qu'il est la seule entité visée par cette norme et qu'il utilise, de son propre chef et à sa discrétion, une procédure locale pour répondre à un dépassement réel ou possible des limites d'exploitation (SOL) ou d'interconnexion (IROL)⁴.

Par ailleurs, en relation avec les normes IRO-001-1, IRO-004-1 et IRO-005-1, le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, que certaines exigences, applicables aux LSE, ne sont applicables qu'à HQD (LSE-2 exclus).

Norme MOD - Modélisation, données et analyse

Les normes MOD couvrent, notamment, la modélisation des performances du réseau aux fins de la planification, de prévision, de l'analyse et de l'évaluation de la fiabilité.

Le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, que les normes MOD-017 à MOD-021, applicables aux LSE, sont applicables seulement à HQD⁵ (LSE-2 exclus).

Norme PER - Résultats, formation et compétence du personnel

Les normes PER visent à s'assurer que les réseaux de transport interconnectés sont exploités par du personnel qualifié, compétent et possédant l'autorité nécessaire pour diriger ou commander les opérations requises.

Ces normes visent, le cas échéant, les fonctions BA, RC et TOP. Le Coordonnateur identifie, au Registre des entités, la DCER comme étant la seule entité responsable de ces fonctions au Québec. Ces normes ne visent que les exploitants du réseau de transport principal de la direction CER.

⁴ Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, R7.1.

⁵ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6, pages 66 à 68.

Norme PRC - Réglages et protections

Les normes PRC ont pour objectif d'établir les exigences en matière de coordination, d'installation, de maintenance et de tests des systèmes de protection des installations de transport et de production, des automatismes de réseaux (SPS) et des systèmes de délestage en sous-fréquence et en sous-tension.

En relation avec la norme PRC-001-1, le Coordonnateur fournit, au Registre des installations, des précisions en matière de coordination des protections des installations situées à la frontière entre le RTP et les réseaux de transport régionaux.

Pour la norme PRC-004-1, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que l'analyse des fonctionnements incorrects des systèmes de protection visés s'applique aux éléments du Réseau bulk mais, qu'à la discrétion du Coordonnateur, elle pourrait s'étendre à d'autres installations du RTP.

Le Coordonnateur précise, à la version française de la norme PRC-005-1, que cette norme vise les programmes d'entretien et d'essais des systèmes de protection qui ont une incidence sur la fiabilité du Réseau bulk. Au Registre des installations, il précise que cette norme doit être appliquée aux éléments du Réseau bulk.

En ce qui a trait à la norme PRC-017-0, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que les automatismes de réseau de type III ne sont pas visés par cette norme.

Pour ce qui est des exigences relatives à l'installation des équipements de supervision des perturbations définies à la norme PRC-018-1, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, les installations ou équipement à pourvoir d'enregistreur chronologique d'événement, d'enregistreur de défaut ou d'enregistreur dynamique de perturbation.

Par ailleurs, le Coordonnateur propose, au Registre des installations, un plan d'implantation des équipements de surveillance requis, selon la norme PRC-018-1, de 6 ans à compter de la date de son adoption par la Régie.

Norme TOP - Exploitation du réseau de transport

Les normes TOP établissent la base des pratiques d'exploitation de réseau qui permet d'en assurer la fiabilité et sont pertinentes et essentielles à la fiabilité de l'Interconnexion Québec et à la coordination de l'exploitation avec l'Interconnexion de l'Est.

En relation avec les données de production et de transport à fournir selon certaines exigences des normes TOP-002-2 ou TOP-006-1, le Coordonnateur définit, dans le Registre des installations, les informations à fournir, l'horizon temporel à considérer ou le rythme de transmission à satisfaire.

Le Coordonnateur précise également, au Registre des installations, les particularités applicables aux exploitants des « Installations de production à vocation industrielle » ainsi que leur implication sur certaines exigences applicables à d'autres entités, notamment, aux BA, TOP ou RC.

Norme TPL - Planification du transport

Les normes TPL visent à établir les exigences minimales en matière de conception et de planification du réseau, afin de s'assurer d'un niveau de performance adéquat du réseau de transport.

Le Coordonnateur recommande l'application de ces normes uniquement sur le Réseau bulk⁶. Aussi, il précise, au Registre des installations, que les normes TPL-001-0 à TPL-004-0 ne s'appliquent qu'au Réseau bulk, tel que défini par le critère A-10 du NPCC⁷, ce qui est également réitéré dans la version française du texte des normes TPL-002-0 à TPL-004-0.

⁶ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 24.

⁷ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 18.

Norme VAR - Tension et puissance réactive

Les normes VAR établissent des exigences en matière de réglage de la tension et de la puissance réactive, de façon à maintenir la tension du réseau dans les limites prescrites.

En relation avec la norme VAR-002-1a, le Coordonnateur fournit, au Registre des installations, des précisions relatives à la gestion de la tension à maintenir à la sortie des centrales ou aux points de raccordement des producteurs avec le réseau d'un tiers.