

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2021-020

R-4131-2020

23 février 2021

PRÉSENTE :

Sylvie Durand
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

*Demande d'adoption de la norme de fiabilité PRC-006-
NPCC-2 – Délestage en sous-fréquence automatique*

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Jean-Olivier Tremblay et M^e Joelle Cardinal.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	5
2.	CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE	7
3.	LA DEMANDE D'ADOPTION DE LA NORME PRC-006-NPCC-2.....	7
	3.1 Contexte et contenu de la demande	7
	3.2 Norme de fiabilité de la NERC pour adoption par la Régie.....	8
	3.3 Le processus de consultation publique	10
	3.4 Conclusions recherchées.....	11
4.	LA NORME PRC-006-NPCC-2	11
	4.1 Cadre d'examen de la Demande d'adoption.....	11
	4.2 Évaluation de la pertinence et des impacts de la norme PRC-006-NPCC-2	12
5.	ENJEUX	15
	5.1 Compréhension de certains éléments de la norme PRC-006-NPCC-2.....	15
	5.2 Liens entre les normes PRC-006-NPCC-2, PRC-006-3 et PRC-024-1	24
6.	ADOPTION	26
7.	ENTRÉE EN VIGUEUR.....	28
	DISPOSITIF	29
	ANNEXE 1	30
	ANNEXE 2.....	54
	ANNEXE 3	60

1. INTRODUCTION

[1] Le 18 août 2020, Hydro-Québec, par sa direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau, désignée de façon provisoire à titre de Coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (5°), 85.2, 85.6 et 85.7 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande visant l'adoption de la norme de fiabilité du *Northeast Power Coordinating Council* (le NPCC) PRC-006-NPCC-2² ainsi que de son annexe Québec³ (l'Annexe Québec), dans leurs versions française et anglaise⁴ (la Demande d'adoption)⁵.

[2] En soutien à la Demande d'adoption, le Coordonnateur dépose le même jour les informations relatives à la norme PRC-006-NPCC-2⁶, le sommaire des commentaires reçus après la consultation publique⁷ ainsi que les lettres reçues du NPCC et de la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC)⁸.

[3] Le 23 septembre 2020, la Régie publie sur son site internet un avis aux personnes intéressées dans lequel elle indique que la Demande d'adoption sera traitée par voie de consultation⁹. Le 24 septembre 2020, le Coordonnateur confirme la diffusion de l'avis aux personnes intéressées sur son site internet¹⁰.

[4] Le 23 septembre 2020, la Régie sollicite certaines informations additionnelles du Coordonnateur¹¹. Le 6 octobre 2020, le Coordonnateur dépose les informations additionnelles¹².

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² Pièces [B-0009](#) et [B-0010](#).

³ Pièce [B-0011](#).

⁴ La traduction française de la norme PRC-006-NPCC-2 est attestée par un traducteur agréé à la pièce [B-0008](#).

⁵ Pièces [B-0002](#) et [B-0004](#).

⁶ Pièce [B-0005](#).

⁷ Pièce [B-0006](#).

⁸ Pièce [B-0007](#).

⁹ Pièce [A-0004](#).

¹⁰ Pièce [B-0012](#).

¹¹ Pièce [A-0002](#).

¹² Pièce [B-0015](#).

[5] Le 13 novembre 2020, la Régie transmet une demande de renseignements (DDR) au Coordonnateur¹³ qui y répond le 4 décembre 2020¹⁴.

[6] Toujours le 13 novembre 2020, la Régie convoque le Coordonnateur à une séance de travail et l'informe qu'elle prévoit la tenue d'une audience dans le présent dossier¹⁵. Le 23 novembre 2020, la Régie réserve les dates pour la tenue de la séance de travail et de l'audience¹⁶.

[7] Le 11 décembre 2020, la Régie transmet au Coordonnateur l'ordre du jour de la séance de travail¹⁷.

[8] Le même jour, la Régie sollicite les commentaires du Coordonnateur à l'égard d'un paragraphe de la demande¹⁸. Le 14 décembre 2020, le Coordonnateur fournit ses commentaires¹⁹. Le 15 décembre 2020, le Coordonnateur dépose sa demande amendée qui comporte une modification quant aux pièces visées par une des conclusions²⁰.

[9] Le 26 janvier 2021, la séance de travail a lieu²¹.

[10] Le 11 février 2021, le Coordonnateur fait suite à la séance de travail et dépose une proposition de codification de l'Annexe Québec, dans ses versions française et anglaise²².

[11] Le 12 février 2021, la Régie informe le Coordonnateur que, compte tenu de l'évolution des travaux dans le présent dossier, l'audience des 23 et 24 février 2021 n'est plus requise²³. Également, avant d'entamer son délibéré, elle demande au Coordonnateur de commenter la possibilité de modifier le délai proposé de 60 jours entre l'adoption de la norme et son entrée en vigueur.

¹³ Pièces [A-0006](#) et [A-0007](#).

¹⁴ Pièces [B-0016](#) et [B-0018](#).

¹⁵ Pièce [A-0005](#).

¹⁶ Pièce [A-0008](#).

¹⁷ Pièce [A-0010](#).

¹⁸ Pièce [A-0009](#).

¹⁹ Pièce [B-0019](#).

²⁰ Pièce [B-0021](#).

²¹ Pièce [A-0011](#).

²² Pièce [B-0024](#).

²³ Pièce [A-0012](#).

[12] Le 15 février 2021, le Coordonnateur soumet ses commentaires²⁴. Il indique que la diminution du délai entre l'adoption et l'entrée en vigueur de la norme de 60 jours à 30 jours ne devrait pas poser d'enjeu relativement à l'application de cette norme. Quant à la réduction d'un délai inférieur à 30 jours, le Coordonnateur identifie certaines difficultés administratives mineures qui ne représentent pas un obstacle important nécessitant de retarder l'adoption de la norme.

[13] La Régie se prononce, dans la présente décision, sur la Demande d'adoption du Coordonnateur et sur la date d'entrée en vigueur de la norme visée.

2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[14] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie adopte la norme PRC-006-NPCC-2.

3. LA DEMANDE D'ADOPTION DE LA NORME PRC-006-NPCC-2

3.1 CONTEXTE ET CONTENU DE LA DEMANDE

[15] Le Coordonnateur soumet pour adoption par la Régie la norme régionale du NPCC PRC-006-NPCC-2 – Délestage en sous-fréquence automatique de la NERC. Il soumet également la version française de cette norme attestée par un traducteur agréé²⁵.

[16] Il indique que la présente demande est le premier dépôt réglementaire visant la norme PRC-006-NPCC auprès de la Régie. Cette norme régionale établit pour le NPCC des exigences de programme de délestage en sous-fréquence (DSF) plus rigoureuses et plus spécifiques que celles de la norme PRC-006-3 de portée continentale. Les modifications suivantes font également partie de la norme PRC-006-NPCC-2 :

²⁴ Pièce [B-0025](#).

²⁵ Pièce [B-0008](#).

- suppression des dédoublements avec la norme continentale PRC-006-3;
- ajout des spécificités permettant de retirer le « *Directory 12* » du NPCC sur le programme de DSF;
- ajout de critères de performance de DSF plus stricts que la norme continentale;
- harmonisation des exigences et des critères des différents documents.

[17] Le Coordonnateur rappelle que l'objectif d'un programme de DSF est d'arrêter et de corriger une baisse de fréquence conformément aux critères de performance établis par le NPCC²⁶.

3.2 NORME DE FIABILITÉ DE LA NERC POUR ADOPTION PAR LA RÉGIE

[18] Le 10 février 2019, le NPCC a approuvé la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2 proposée²⁷.

[19] Le 1^{er} mai 2019, le conseil d'administration du NPCC a approuvé le projet de la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2.

[20] À la suite de la publication de la norme de fiabilité régionale par la NERC sur une période de 45 jours se terminant le 21 juin 2019, le seul intervenant au dossier estimait que le processus du NPCC était ouvert, inclusif, équilibré, transparent et que la procédure avait été suivie.

[21] Le 5 septembre 2019, le conseil d'administration du NPCC a approuvé une correction d'un *errata*.

[22] Le 5 novembre 2019, le conseil d'administration de la NERC a approuvé la correction de l'*errata*.

²⁶ Pièce [B-0004](#), p. 4.

²⁷ Pièce [B-0004](#), p. 5.

[23] Le 9 janvier 2020, la NERC a soumis à la Régie un avis de dépôt « *Notice of Filing of the North American Electric Reliability Corporation of Proposed Reliability Standard PRC-006-NPCC-2* »²⁸.

[24] Le 18 février 2020, la *Federal Energy Regulatory Commission* (la FERC) a approuvé la proposition de norme de fiabilité PRC-006-NPCC-2, incluant les facteurs de risque de non-conformité (VRF), les niveaux de gravité de la non-conformité (VSL), la date d'entrée en vigueur ainsi que le retrait de la norme de fiabilité régionale qui était en vigueur aux États-Unis, soit la PRC-006-NPCC-1²⁹. L'entrée en vigueur de la norme de fiabilité PRC-006-NPCC-2 aux États-Unis a été fixée au 1^{er} avril 2020.

[25] Compte tenu du fait qu'un comité de rédaction du NPCC travaille depuis 2016 à réviser la norme PRC-006-NPCC-1 et tel qu'indiqué en suivi administratif de la décision D-2018-098 – Encadrement du rétablissement de la fréquence³⁰, le Coordonnateur n'a pas considéré pertinent de déposer la norme PRC-006-NPCC-1 qui est entrée en vigueur aux États-Unis.

[26] La norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-1 a été révisée pour s'aligner sur la norme continentale PRC-006-1, entrée en vigueur en octobre 2015, et la norme PRC-006-3 avec la variante régionale pour l'Interconnexion du Québec, entrée en vigueur en octobre 2017.

[27] La norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2 est donc une évolution de la norme PRC-006-NPCC-1³¹.

²⁸ NERC Notice of Filing of the North American Electric Reliability Corporation of Proposed Reliability Standard PRC-006-NPCC-2, Consultation par le Coordonnateur en ligne le 17 juillet 2020 (en anglais), <https://www.nerc.com/FilingsOrders/ca/Canadian%20Filings%20and%20Orders%20DL/Quebec%20PRC-006-NPCC-2%20Filing.pdf> et NERC Notice of Filing of the North American Electric Reliability Corporation of Proposed Reliability Standard PRC-006-NPCC-2 (annexes), Consultation par le Coordonnateur en ligne le 17 juillet 2020 (en anglais), <https://www.nerc.com/FilingsOrders/ca/Canadian%20Filings%20and%20Orders%20DL/Attachments%20to%20PRC-006-NPCC-2%20Filing.pdf>.

²⁹ Petition of the North American Electric Reliability Corporation for Approval of Proposed Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2, Docket No. RD20-1-000, 18 février 2020, Consultation par le Coordonnateur en ligne le 17 juillet 2020 (en anglais), <https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/FERCOrdersRules/RD20-1-000%20Delegated%20Letter%20Order.pdf>.

³⁰ [Suivi administratif de la décision D-2018-098, réponses du Coordonnateur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie](#), R1.2, p. 2.

³¹ Résultat du projet du NPCC « PRC-006-NPCC – Underfrequency Load Shedding ».

[28] L'objectif de la Demande d'adoption est d'harmoniser le régime de fiabilité québécois avec ceux des territoires voisins. Aussi, l'adoption de la norme PRC-006-NPCC-2 permettrait au NPCC de retirer le « *Directory 12* », éliminant ainsi les problèmes de mise en œuvre de ce directoire dans l'Interconnexion du Québec.

3.3 LE PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE

[29] Conformément au processus de consultation approuvé par la Régie, le Coordonnateur a diffusé des avis de consultation pour les différentes phases de la consultation publique sur son site internet. Il a transmis ces avis par courriel à la Régie, à la NERC, au NPCC, au coordonnateurs de fiabilité du NPCC et à toutes les entités inscrites au *Registre des entités visées par les normes de fiabilité*. Les durées des consultations publiques et la norme pour laquelle le Coordonnateur sollicitait des commentaires y étaient précisées.

[30] Lors du processus de consultation publique QC-2020-02 qui s'est déroulé du 15 juin au 13 juillet 2020, les documents suivants ont été publiés sur le site du Coordonnateur :

- la norme de fiabilité proposée, dans ses versions française et anglaise et son annexe Québec respective;
- le sommaire de la norme de fiabilité proposée pour adoption, en français et en anglais³².

[31] Seules les entités Rio Tinto Alcan et Hydro-Québec Production ont participé à la consultation publique. Le Coordonnateur présente les commentaires de ces deux entités ainsi que ses réponses³³.

[32] L'évaluation de la pertinence et de l'impact de la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2 sera présentée à la section 4.2 de la présente décision.

³² Pièce [B-0004](#), p. 7.

³³ Pièce [B-0006](#).

3.4 CONCLUSIONS RECHERCHÉES

[33] Considérant ce qui précède, le Coordonnateur demande à la Régie de :

« *ACCUEILLIR la présente demande;*

ADOPTER la norme de fiabilité PRC-006-NPCC-2 ainsi que son annexe Québec, dans ses versions française et anglaise, déposées comme pièces HQCF-2, documents 1 et 2 et 3;

FIXER au 1^{er} avril 2021 la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-006-NPCC-2 »³⁴.

4. LA NORME PRC-006-NPCC-2

4.1 CADRE D'EXAMEN DE LA DEMANDE D'ADOPTION

[34] La norme PRC-006-NPCC-2, intitulée *Délestage en sous-fréquence automatique*, est une nouvelle version de la norme PRC-006-NPCC.

[35] La Régie rappelle que le 25 septembre 2015, le Coordonnateur avait déposé pour adoption par la Régie sa version précédente, soit la norme PRC-006-NPCC-1, dans le cadre du dossier R-3944-2015³⁵.

[36] Le 10 août 2016, le Coordonnateur avait déposé une demande amendée afin de retirer, entre autres, la norme PRC-006-NPCC-1 du dossier R-3944-2015. Il considérait alors qu'il n'était plus opportun d'adopter cette norme compte tenu de l'évolution des dossiers relatifs aux normes de fiabilité en cours à ce moment devant la Régie³⁶.

³⁴ Pièce [B-0021](#), p. 3.

³⁵ Dossier R-3944-2015, pièces [B-0002](#), p. 3, [B-0004](#), [B-0005](#), norme PRC-006-NPCC-1, p. 1 à 4, B-0008, [norme PRC-006-NPCC-1](#) et son [Annexe Québec](#).

³⁶ Dossier R-3944-2015, pièce [B-0039](#), p. 2.

[37] Le 30 septembre 2016, la Régie rendait la décision D-2016-150³⁷ dans le cadre du dossier R-3944-2015 par laquelle elle prenait acte du retrait de la demande initiale d'adoption de la norme PRC-006-NPCC-1.

[38] Le 27 septembre 2017, la Régie rendait la décision D-2017-110³⁸ dans le cadre du dossier R-3944-2015 par laquelle elle adoptait la nouvelle norme de fiabilité PRC-024-1, intitulée *Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production*, et fixait au 1^{er} octobre 2017 sa date d'entrée en vigueur.

[39] Le 31 juillet 2018, la Régie rendait la décision D-2018-098³⁹ dans le cadre du dossier R-4025-2017 par laquelle elle adoptait la norme de fiabilité PRC-006-3, intitulée *Délestage en fréquence automatique*, et fixait sa date d'entrée en vigueur. Plusieurs enjeux étaient alors examinés dont l'arrimage entre les normes PRC-006-3 et PRC-024-1. Également, la Régie informait le Coordonnateur qu'elle avait pris connaissance du fait qu'une version révisée de la norme PRC-006-NPCC-1 était alors en développement au NPCC.

[40] C'est donc dans ce contexte spécifique au Québec que s'inscrit l'examen de la présente demande du Coordonnateur.

4.2 ÉVALUATION DE LA PERTINENCE ET DES IMPACTS DE LA NORME PRC-006-NPCC-2

[41] Le Coordonnateur soumet que la norme de fiabilité PRC-006-NPCC-2 satisfait aux critères des normes de fiabilité, qu'elle est juste et raisonnable, qu'elle n'est pas indûment discriminatoire ou préférentielle et qu'elle sert l'intérêt public.

[42] Elle doit être mise en œuvre et applicable dans l'Interconnexion du Québec compte tenu du fait qu'elle contient des exigences spécifiques à l'Interconnexion du Québec afin de tenir compte de sa spécificité⁴⁰.

³⁷ Dossier R-3944-2015, décision [D-2016-150](#), p. 14, par. 37.

³⁸ Dossier R-3944-2015, décision [D-2017-110](#).

³⁹ Dossier R-4025-2017, décision [D-2018-098](#).

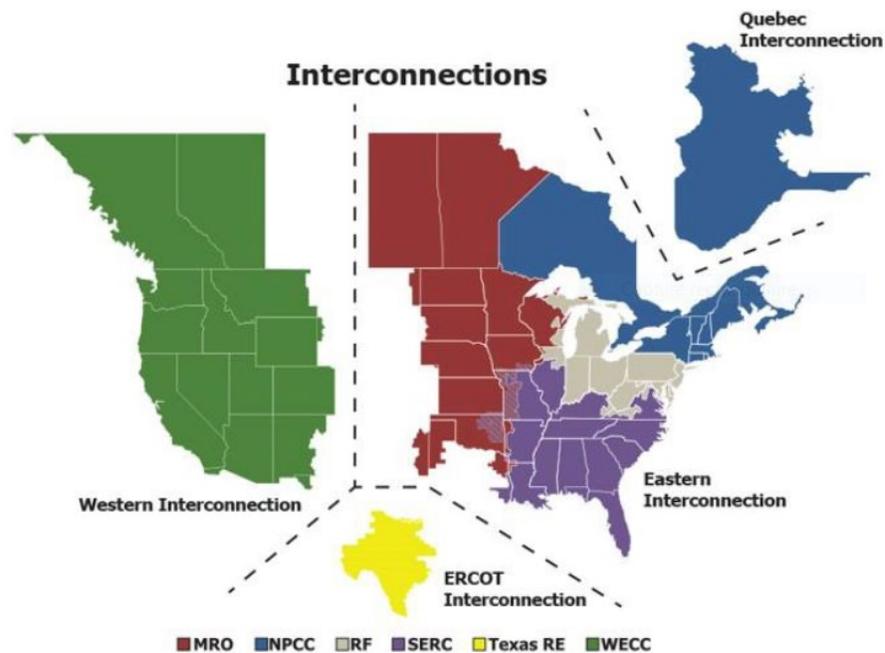
⁴⁰ Pièce [B-0004](#), p. 8.

[43] La norme PRC-006-NPCC-2 est complémentaire à la norme de portée continentale PRC-006-3. Elle inclut des exigences supplémentaires applicables aux propriétaires d'installation de production (GO) et aux distributeurs (DP) qui sont propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification. Des exigences s'appliquent également aux propriétaires d'installation de transport (TO) qui sont propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification.

[44] Pour les GO de la zone géographique du NPCC dans l'Interconnexion de l'Est, la courbe de déclenchement des groupes production de la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2 est différente de la courbe de déclenchement des groupes de production de la norme de fiabilité PRC-024-2. Pour l'Interconnexion du Québec, la courbe de déclenchement des groupes de production de la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2 est identique à la courbe de déclenchement des groupes de production de la norme de fiabilité PRC-024-1⁴¹.

[45] Le Coordonnateur souligne que la norme de fiabilité PRC-006-NPCC-2 considère que l'Interconnexion du Québec est distincte de l'Interconnexion de l'Est tel que précisé à la figure suivante.

⁴¹ Pièce [B-0015](#), p. 21, R6.



Source : Pièce [B-0015](#), p. 7, R2.

[46] De plus, le Coordonnateur fournit un tableau indiquant les exigences de la norme PRC-006-NPCC-2 applicables à l'Interconnexion de l'Est et celles applicables à l'Interconnexion du Québec⁴².

[47] Dans le cadre de la consultation publique, le Coordonnateur a initialement présenté une évaluation préliminaire de l'impact monétaire des normes qualifiant l'implantation et le suivi de la conformité comme étant de niveau modéré et le maintien comme étant de niveau élevé⁴³.

[48] Une seule entité a soumis des estimations d'impact financier pour la norme PRC-006-NPCC-2⁴⁴. Par conséquent, à la suite de la consultation des entités visées, le Coordonnateur considère que l'impact monétaire qualifiant le suivi de la conformité, l'implantation et le maintien de la norme PRC-006-NPCC-2 au Québec est faible.

⁴² Pièce [B-0015](#), p. 8 à 13, R2.

⁴³ Pièce [B-0004](#), p. 9.

⁴⁴ Pièce [B-0005](#), p. 7.

5. ENJEUX

5.1 COMPRÉHENSION DE CERTAINS ÉLÉMENTS DE LA NORME PRC-006-NPCC-2

[49] Le Coordonnateur souligne qu'il a constaté la présence d'erreurs dans les références dans la table du VSL (E4, E9 et E13, entre autres) ainsi qu'à l'annexe B. Selon les communications avec le NPCC, les corrections des erreurs de références des VSL devront être identifiées comme des modifications significatives et non comme des *errata*⁴⁵.

[50] En appui à sa Demande d'adoption, le Coordonnateur dépose les lettres qui lui ont été transmises par le président du NPCC et par le vice-président de la NERC à l'égard du traitement des différentes erreurs de la version anglaise de la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2⁴⁶.

[51] Le Coordonnateur fournit une copie des annotations soumises au NPCC⁴⁷.

[52] Le Coordonnateur demande à ce que toute modification de cette nature suive le processus complet de développement des normes du NPCC et soit initiée par une demande « *Regional Standard Authorization Request* » (RSAR). À ce titre, les erreurs identifiées par le Coordonnateur ne pourraient pas être traitées à titre de simples coquilles et modifiées conséquemment.

[53] Le Coordonnateur conclut qu'il n'est pas opportun de corriger les erreurs de référence dans l'Annexe Québec et souligne l'importance d'évaluer la norme PRC-006-NPCC-2, telle qu'approuvée par la FERC, en considérant l'amélioration qu'elle apporte à la fiabilité. Il comprend que les erreurs seront corrigées dans la prochaine version de la norme devant le NPCC.

⁴⁵ Pièce [B-0004](#), p. 6.

⁴⁶ Pièce [B-0007](#).

⁴⁷ Pièce [B-0015](#), p. 5 et 6, R1 et [annexe A](#).

Opinion de la Régie

[54] La Régie joint une copie des annotations soumises au NPCC par le Coordonnateur en annexe 1 de la présente décision. Elle souligne l'important travail du personnel du Coordonnateur en lien avec la traduction de la norme PRC-006-NPCC-2 qui a allégé le traitement du présent dossier.

[55] Également, la Régie joint en annexe 2 de la présente décision, les lettres qui ont été transmises au Coordonnateur par le président du NPCC et par le vice-président de la NERC à l'égard du traitement des différentes erreurs de la version anglaise de la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2. À cet égard, la Régie souligne l'approche proactive du Coordonnateur ayant mené au dépôt des lettres du NPCC et de la NERC au présent dossier.

[56] Elle retient, entre autres, de la preuve que le NPCC et la NERC soulignent qu'il est important que la norme de fiabilité PRC-006-NPCC-2 soit traitée et adoptée par la Régie sur la base de l'amélioration qu'elle apporte à la fiabilité⁴⁸.

[57] La Régie comprend que, selon les façons de faire actuelles de la NERC, la présence d'erreurs mineures ne permet pas d'initier le processus de correction desdites coquilles. Le processus de correction est utilisé uniquement lorsque des erreurs claires sont identifiées et qu'il existe une possibilité que ces erreurs affectent les exigences et aient un impact négatif sur la fiabilité.

[58] La Régie retient ce qui suit :

« NPCC agrees the compliance related and stakeholder developed VSLs could be written more concisely. If an abundance of concern over a compliance related element warrants a revision, it would be classified as substantive, not errata, and developed through the NPCC standards development process. The process would begin with a Regional Standards Authorization Request (“RSAR”) and take at least 18 months and as long as 24 months for all the requisite steps and approvals of stakeholders, NERC’s Board of Trustees, and FERC. Also, it is important to note that VSLs are only used when there is a violation of a standard’s requirement to help determine penalty and are a compliance element, not a reliability related one. The specificity added in this new version of the standard will further contribute to

⁴⁸ Pièce [B-0007](#).

efficient studies of UFLS performance, full compliance, and benefit reliability of the Québec Interconnection »⁴⁹. [nous soulignons]

[59] Sans traiter de l'ensemble des erreurs identifiées par le Coordonnateur, la Régie présente ci-dessous certains éléments qui ont sollicité des éclaircissements de la part du Coordonnateur. La Régie juge pertinent de présenter ces éclaircissements avant de statuer sur l'ampleur des erreurs identifiées par le Coordonnateur dans la version anglaise de la norme PRC-006-NPCC-2.

Texte de l'exigence E9 et de la mesure M9

[60] Le texte de l'exigence E9 et de la mesure M9 de la norme PRC-006-PRCC-2 se libelle comme suit :

« E9. Chaque distributeur et chaque propriétaire d'installation de transport doit, tous les ans (mais sans dépasser 15 mois entre les mises à jour), transmettre à son coordonnateur de la planification des documents indiquant la charge nette réelle qui aurait été délestée par les relais de DSF à chaque stade du programme de DSF. La charge nette réelle doit correspondre à la charge nette intégrée de la pointe horaire de l'entité pour l'année précédente, cette valeur étant déterminée par mesure ou par calcul de la charge passant par les interrupteurs dont les relais de DSF commanderaient l'ouverture. En l'absence de données de mesure, on peut utiliser des données obtenues par calcul.

[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M9. Chaque distributeur et chaque propriétaire d'installation de transport doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des chiffriers ou d'autres documents datés qu'il a transmis à son coordonnateur de la planification et qui indiquent la valeur nette de la charge délestée et le pourcentage de la pointe de charge à chaque stade de son programme de DSF afin d'attester sa conformité avec l'exigence E9 »⁵⁰. [nous soulignons]

[61] La Régie reproduit ci-dessous une des annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC.

⁴⁹ Pièce [B-0007](#), [lettre du NPCC au Coordonnateur](#), p. 3.

⁵⁰ Pièce [B-0009](#), p. 3.

M9. Each Distribution Provider and Transmission Owner shall provide evidence such as reports, spreadsheets or other dated documentation submitted to its Planning Coordinator that indicates the net amount of load shed and the percentage of its peak load at each stage of its UFLS program to demonstrate that it meets Requirement R9.

Commenté [GJ6]: Load that would have been shed

Source : Pièce [B-0015](#), Annexe A – Annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC (en anglais), p. 4.

[62] La Régie note que, dans le cadre de l'exigence E9, le terme « charge » est en italique et fait donc référence à la définition ci-dessous du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le Glossaire):

« 1. Dispositif ou consommateur final qui reçoit de l'électricité du réseau électrique.

*2. Puissance consommée par un client. (voir Demande)
(Load)*

Sources : 1. Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC).

2. Direction - Contrôle des mouvements d'énergie (HQT) »⁵¹.

[63] En réponse à la DDR de la Régie demandant au Coordonnateur d'expliquer en quoi consiste la « charge délestée » mentionnée à la mesure M9 et si la notion de charge délestée fait référence à la définition indiquée au Glossaire pour le terme « charge », le Coordonnateur précise :

« La charge délestée est la demande en puissance interrompue telle qu'identifiée dans le programme de DSF. Tel qu'identifié dans la norme originale, la notion de « charge délestée » ne fait pas référence à la définition du terme « charge », tel que défini au Glossaire. La traduction en français reproduit donc le même fait »⁵².

[64] Questionné également sur la notion de « pourcentage de charge », le Coordonnateur précise :

« La pointe de charge est un important intrant dans la planification d'un réseau électrique et représente le maximum de la demande électrique dans l'année. Le pourcentage de la pointe de charge est une proportion de cette demande maximale.

⁵¹ [Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité](#), p. 11.

⁵² Pièce [B-0018](#), p. 14, R4.1.

Tel qu'identifié dans la norme originale, le texte ne fait pas référence au terme au Glossaire. Ainsi, la traduction en français reproduit donc le même fait »⁵³.

[65] Considérant les éléments précédents, le Coordonnateur rappelle que le texte français de la mesure M9 correspond au texte original de la norme en anglais et que, en ce sens, il ne fait pas référence à la définition du Glossaire. Par conséquent, le Coordonnateur estime qu'il n'est pas opportun de modifier le texte de la norme PRC-006-NPCC-2, que ce soit en anglais ou en français, de manière à conserver la compréhension de la norme telle que développée par le NPCC et la NERC.

[66] Le Coordonnateur conclut qu'il n'existe aucune particularité technique ou réglementaire au Québec nécessitant un traitement différent des territoires voisins à cet égard.

[67] La Régie retient que toute modification au texte dans le cas présent risquerait d'altérer la compréhension de la norme PRC-006-NPCC-2 telle que développée par le NERC et le NPCC.

[68] La Régie demeure toutefois préoccupée des impacts de la compréhension de la mesure M9 sur l'exigence E9. Elle est d'avis qu'il serait pertinent de clarifier le texte de libellé de la mesure M9 lors d'une prochaine révision de la norme PRC-006-NPCC.

Texte de l'exigence E13 et de la mesure M13

[69] La Régie retient des annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC qu'aucune mention n'est faite, dans la mesure M13, à l'égard du coordonnateur de la planification (PC) au Québec qui est pourtant visé par l'exigence E13.

[70] Questionné à cet égard, le Coordonnateur précise que les entités sont tenues de respecter les exigences indépendamment des mesures. Dans ce sens, le PC doit se conformer à l'exigence E13.

[71] Le Coordonnateur ajoute :

⁵³ Pièce [B-0018](#), p. 14, R4.2.

« [...] Les mesures n'indiquent que les moyens par lesquels les entités peuvent documenter leurs conformités aux exigences. Les éléments de mesure, comme la M13, aident tant les entités que le surveillant à établir les moyens afin de démontrer la conformité à une exigence. Elles permettent ainsi d'évaluer le respect d'une exigence. L'absence d'une mesure liée à une exigence d'une norme soustrait pas l'entité à son obligation de respecter l'exigence [...] »⁵⁴. [nous soulignons]

[72] Le Coordonnateur précise que si un surveillant demande au PC de démontrer sa conformité, il y aura une certaine flexibilité de la part de l'entité et du surveillant quant au niveau de la documentation requise pour démontrer ladite conformité.

[73] Questionné quant à la possibilité que le PC soit sujet à des sanctions en cas de VSL critique, le Coordonnateur précise :

« Les tableaux VSL, ou "violation severity level", représentent les différents niveaux de gravités liés à une non-conformité potentielle. Le surveillant évalue la sanction appropriée à la lumière de plusieurs facteurs, y compris le VSL. Le Coordonnateur de la planification serait donc sanctionnable en cas de VSL critique en vertu de l'alinéa 13.3, le cas échéant »⁵⁵.

[74] La Régie retient que le PC est tenu de respecter l'exigence E13 et ce de façon indépendante du texte de la mesure M13 qui ne fait aucune mention au PC. À ce titre, le PC serait donc sanctionnable en cas de VSL critique.

[75] La Régie retient également que, dans le présent cas, il y aura une certaine flexibilité de la part de l'entité et du surveillant quant au niveau de la documentation requise pour des fins de conformité.

[76] La Régie demeure toutefois préoccupée des impacts de la compréhension de la mesure M13 sur l'exigence E13. Elle est d'avis qu'il serait pertinent de clarifier le texte de libellé de la mesure M13 lors d'une prochaine révision de la norme PRC-006-NPCC.

⁵⁴ Pièce [B-0018](#), p. 16, R5.1.

⁵⁵ Pièce [B-0018](#), p. 16, R5.2.

Autres incohérences

[77] À partir des annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC, la Régie dresse ci-dessous le bilan des incohérences qui lui paraissent les plus importantes par section en ce qu'elles ne relèvent pas uniquement de la forme⁵⁶ :

Section « B. Exigences et mesures »

- en page 4 : Mesure M9, « *load shed* » est commenté comme « *Load that would have been shed* »;
- en page 5 : Mesure M13, « *each Generator Owner* » est commenté comme « *The PC should also be required to provide compliance with Part 13.3* ».

Section « C. Compliance »

- en page 9 : plusieurs incohérences identifiées à la section « *1.2 Conservation des pièces justificatives* »;
- en page 10 : il est indiqué que le texte correspondant au niveau de gravité de la non-conformité pour l'exigence E4 doit être réécrit;
- en page 12 : il est indiqué qu'il y a une référence erronée à l'exigence E11 dans le cadre du niveau de gravité de la non-conformité pour l'exigence E9.

Annexe PRC-006-NPCC-2 – Annexe A (critères de délestage compensatoire pour l'Ontario, le Québec et les provinces maritimes)

- en page 17 : l'alinéa 2.2 devrait référer à l'exigence E3 et non à l'exigence E4;
- en page 17 : l'alinéa 2.3 semble référer au tableau de la version 1 de la norme qui n'a pas été reconduit dans la version 2.

[78] D'autres coquilles sont également présentes à l'annexe PRC-006-NPCC-2 – Annexe B ainsi qu'à la section « Justification ».

[79] La Régie note que la NERC réfère dans sa correspondance au document « *Rules of procedure* »⁵⁷. La Régie note également le libellé suivant qui précise :

⁵⁶ Pièce [B-0015](#), annexe A, p. 1 à 23. Ces annotations sont également jointes en annexe 1 de la présente décision.

⁵⁷ Document « [Rules of procedure](#) » de la NERC et du NPCC (en anglais) (476 pages), p. 1.

« The only mandatory and enforceable components of a Reliability Standard are the: (1) applicability, (2) Requirements, and the (3) effective dates. The additional components are included in the Reliability Standard for informational purposes and to provide guidance to Functional Entities concerning how compliance will be assessed by the Compliance Enforcement Authority »⁵⁸.

[80] Questionné à cet égard, le Coordonnateur rappelle l'article 85.4 de la Loi⁵⁹. Dans ce contexte, le Coordonnateur confirme que les composantes obligatoires et non-obligatoires des normes de fiabilité sont les mêmes en Amérique du Nord, incluant le Québec⁶⁰.

[81] De plus, le Coordonnateur souligne que les lettres au dossier de la NERC et du NPCC sont à l'effet que les pratiques en la matière en Amérique du Nord sont aussi applicables au Québec.

[82] Quant aux éléments additionnels dans les normes de fiabilité qui ne sont pas obligatoires, le Coordonnateur précise :

« [...] Comme mentionné plus haut, les mesures aident aussi bien les entités que le surveillant à établir les moyens pour évaluer le respect d'une exigence. Les VSL et VRF aident tant les entités que le surveillant à établir la sanction possible en cas de non-conformité potentielle. Les justifications, explications et interprétations peuvent aussi aider l'entité à interpréter une exigence ou à suivre une approche pour se conformer à la norme. Le surveillant peut également utiliser ces dernières pour interpréter la norme si nécessaire aux fins de vérification de la conformité.

Ces éléments additionnels qui ne sont pas obligatoires fournissent un contexte pour les éléments obligatoires d'une norme, sans pour autant obliger une entité ou un surveillant à devoir entreprendre une action spécifique, au risque d'octroi d'une sanction.

Les éléments contextuels présents dans les normes ont le même rôle au Québec qu'ailleurs en Amérique du Nord »⁶¹. [nous soulignons]

⁵⁸ Document « [Rules of procedure](#) », annexe 3A – Standard Process Manual, p. 6.

⁵⁹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

⁶⁰ Pièce [B-0018](#), p. 21, R6.1.

⁶¹ Pièce [B-0018](#), p. 21 et 22, R6.2.

[83] En conclusion, le Coordonnateur appuie les avis de la NERC et du NPCC à l'effet que les incohérences n'ont pas d'impact sur l'interprétation des exigences en ce qui a trait à la fiabilité. Il est d'avis qu'il est préférable d'avoir une norme en vigueur malgré les problèmes de forme vu l'objectif de fiabilité⁶².

[84] Le Coordonnateur ajoute que la norme PRC-006-NPCC-2 devrait être interprétée comme c'est le cas partout dans la zone du NPCC et qu'aucune entité n'a émis des préoccupations à cet égard lors de la consultation publique. Il souligne qu'« [...] *une entité a toujours l'opportunité de demander une interprétation formelle à l'organisation qui développe une norme, au besoin, selon le processus en place* »⁶³.

[85] Compte tenu des avis de la NERC, du NPCC et du Coordonnateur dans le présent dossier, la Régie juge qu'il est préférable d'avoir une norme en vigueur, malgré la présence d'incohérences, permettant ainsi l'atteinte de l'objectif d'assurer la fiabilité du réseau de transport d'électricité au Québec.

Conclusion

[86] **Compte tenu des éléments précédents et à l'instar du Coordonnateur⁶⁴, la Régie est d'avis que les incohérences identifiées par ce dernier dans le texte anglais de la norme PRC-006-NPCC-2 constituent des modifications significatives.**

[87] En conséquence, la Régie s'attend à ce que la NERC et le NPCC corrigent les différentes incohérences dans la prochaine version de la norme et initient un projet dans ce sens dans les meilleurs délais. Elle est d'avis que le manque de clarté engendré par la présence d'incohérences peut présenter un risque potentiel pour la fiabilité dans l'application de la norme PRC-006-NPCC-2.

[88] D'ici là, la Régie rappelle que, tel qu'indiqué par le Coordonnateur, la norme PRC-006-NPCC-2 devrait être interprétée comme c'est le cas partout dans la zone du NPCC. Également, elle rappelle qu'une entité a toujours l'opportunité de demander une

⁶² Pièce [B-0018](#), p. 23, R6.3.

⁶³ Pièce [B-0018](#), p. 22, R6.3.

⁶⁴ Pièce [B-0004](#), p. 6.

interprétation formelle à l'organisation qui développe une norme, au besoin, selon le processus en place⁶⁵.

[89] À cet égard, la Régie note qu'aucune entité au Québec n'a émis de préoccupations quant à l'interprétation de la norme PRC-006-NPCC-2 lors de la consultation publique préalable au dépôt de cette norme à la Régie.

[90] La Régie prend acte de la demande du Coordonnateur, du NPCC et de la NERC d'évaluer la norme PRC-006-NPCC-2 en considérant l'amélioration qu'elle apporte à la fiabilité.

5.2 LIENS ENTRE LES NORMES PRC-006-NPCC-2, PRC-006-3 ET PRC-024-1

[91] Tel qu'indiqué précédemment, la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2 est complémentaire à la norme de portée continentale PRC-006-3.

[92] Dans ce sens, le Coordonnateur soumet que la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2 supprime les dédoublements avec la norme continentale PRC-006-3.

[93] Il précise que pour l'Interconnexion du Québec, les critères de performance du DSF de la norme PRC-006-NPCC-2 sont les mêmes que ceux de la norme PRC-006-3⁶⁶. Par contre, les critères de performance du DSF sont essentiellement plus stricts pour l'Interconnexion de l'Est dans la norme PRC-006-NPCC-2 que dans la norme PRC-006-3.

[94] En plus des entités fonctionnelles applicables à la norme PRC-006-3, la norme PRC-006-NPCC-2 est également applicable aux GO.

[95] Quant aux liens avec la norme PRC-024-1, les exigences applicables de la norme PRC-006-NPCC-2 sont entre autres :

- L'exigence E10 de la norme PRC-006-NPCC-2, qui est déjà couverte par la norme PRC-024-1. Le Coordonnateur indique que les seuils de la figure 2 –

⁶⁵ Pièce [B-0018](#), p. 22, R6.3.

⁶⁶ Pièce [B-0015](#), p. 15, R4.

« *Interconnection Generator Tripping* » de la norme PRC-006-NPCC-2 sont les mêmes seuils que dans la norme PRC-024-1 annexe 1 table de l'Interconnexion du Québec;

- L'exigence E11 de la norme PRC-006-NPCC-2 qui permet un délai de 45 jours civils pour communiquer les réglages de DSF des groupes de production et leur temporisation au PC, tandis que l'exigence E4 de la norme PRC-024-1 permet un délai de 60 jours civils;
- L'exigence E13 de la norme PRC-006-NPCC-2, qui vise les groupes de production non nucléaire qui étaient en service avant le 1^{er} juillet 2015 et dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2. Encore une fois, les exigences de la figure 2 de la norme PRC-006-NPCC-2 sont identiques aux exigences de l'annexe 1A (Québec) de la norme PRC-006-3 et de la table de l'annexe 1 Interconnexion du Québec de la norme PRC-024-1. De ce fait, la conformité à la figure 2 ne devrait pas avoir d'impact significatif dans l'Interconnexion du Québec.

[96] Quant à ce dernier élément, le Coordonnateur ajoute que « *Si un GO n'est pas en mesure de respecter les exigences de la figure 2, le PC devra mettre œuvre un délestage compensatoire suffisant pour compenser la perte de groupes de production dans le cas d'un déclenchement précoce à l'intérieur de l'îlot de DSF. À la suite d'une vérification auprès du PC, il y a une seule Installation dans l'Interconnexion du Québec qui ne respecte pas la figure 2* »⁶⁷.

Opinion de la Régie

[97] La Régie est satisfaite des explications fournies par le Coordonnateur à l'égard des liens de la norme en examen avec les normes PRC-006-3 et PRC-024-1.

[98] Elle retient que la norme de fiabilité régionale PRC-006-NPCC-2 supprime les dédoublements avec la norme continentale PRC-006-3.

[99] Toutefois, la Régie note qu'il existe une redondance d'informations qui complique la compréhension de la norme PRC-006-NPCC-2 pour l'Interconnexion du Québec.

[100] La Régie est d'avis qu'il serait souhaitable d'éviter la redondance d'informations de la figure 2 de la norme PRC-006-NPCC-2 pour l'Interconnexion du Québec. Elle

⁶⁷ Pièce [B-0005](#), p. 6.

rappelle que les exigences de la figure 2 de la norme PRC-006-NPCC-2 sont identiques aux exigences de l'annexe 1A (Québec) de la norme PRC-006-3 et de la table de l'annexe 1 Interconnexion du Québec de la norme PRC-024-1.

[101] À défaut d'éliminer cette redondance dans une prochaine version de la norme, la présence de l'ensemble des différentes informations qui permettent la compréhension de la norme PRC-006-NPCC-2 sera requise pour l'Interconnexion du Québec.

[102] Considérant ce qui précède, la Régie s'attend à ce que le NPCC poursuive ses travaux afin d'éliminer la redondance des exigences de la figure 2 de la norme PRC-006-NPCC-2 pour l'Interconnexion du Québec avec les exigences de l'annexe 1A (Québec) de la norme PRC-006-3 et de la table de l'annexe 1 Interconnexion du Québec de la norme PRC-024-1.

6. ADOPTION

[103] Le Coordonnateur demande à la Régie d'adopter la norme PRC-006-NPCC-2 ainsi que son Annexe Québec déposées comme pièces HQCF-2, documents 1, 2 et 3⁶⁸. Aucune modification au Glossaire et aucun retrait de normes ou exigences ne sont requis dans le cadre de la Demande d'adoption⁶⁹.

[104] En vertu de l'article 85.4 de la Loi et du décret n° 443-2009, la Régie a conclu une entente avec la NERC et le NPCC relativement au développement des normes de fiabilité pour le Québec.

[105] La norme régionale PRC-006-NPCC-2 vise le DSF automatique qui a pour objectif d'arrêter et de corriger les baisses de fréquence. Elle est approuvée par la NERC et le NPCC, ainsi que la FERC. Son Annexe Québec comporte, quant à elle, des dispositions particulières à caractères technique et administratif proposées par le Coordonnateur en conformité avec la décision D-2011-068⁷⁰ de la Régie.

⁶⁸ Pièce [B-0021](#), p. 3.

⁶⁹ Pièce [B-0005](#), p. 4.

⁷⁰ Dossier R-3699-2009, décision [D-2011-068](#).

[106] Par ailleurs, le Coordonnateur a déposé son évaluation de la pertinence et de l'impact de la norme PRC-006-NPCC-2 en cause.

[107] À la suite de l'examen de la preuve au dossier, la Régie a exprimé dans les sections précédentes son opinion à l'égard de la Demande d'adoption.

[108] Pour faciliter la compréhension quant aux exigences qui sont applicables à l'Interconnexion du Québec, la Régie joint en annexe 3 de la présente décision le tableau fourni par le Coordonnateur indiquant les exigences de la norme PRC-006-NPCC-2 applicables à l'Interconnexion de l'Est et celles applicables à l'Interconnexion du Québec.

[109] La Régie retient l'affirmation du Coordonnateur selon laquelle l'adoption de la norme PRC-006-NPCC-2 permettra d'assurer la fiabilité du réseau de transport au Québec de façon cohérente avec le cadre normatif en place dans les juridictions voisines⁷¹.

[110] De plus, elle note qu'aucune personne intéressée ne s'objecte à l'adoption de la norme PRC-006-NPCC-2 au Québec.

[111] Quant à l'applicabilité de la norme PRC-006-NPCC-2 au Québec, la Régie juge satisfaisante la proposition de codification de l'Annexe Québec, dans ses versions française et anglaise, telle que soumise par le Coordonnateur à la suite de la séance de travail⁷².

[112] La Régie se déclare également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais des normes, aux fins de la présente décision. À cet égard, elle retient que la version française de la norme PRC-006-NPCC-2 a été attestée par un traducteur agréé⁷³.

[113] Dans ces circonstances, la Régie adopte la norme PRC-006-NPCC-2 et son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise.

⁷¹ Pièce [B-0004](#), p. 6.

⁷² Pièce [B-0024](#).

⁷³ Pièce [B-0008](#).

7. ENTRÉE EN VIGUEUR

[114] L'entrée en vigueur de la norme PRC-006-NPCC-2 aux États-Unis a été fixée au 1^{er} avril 2020⁷⁴, à l'exception de l'exigence E3 qui entrera en vigueur le 1^{er} avril 2021.

[115] Le Coordonnateur souhaite l'adoption de la norme PRC-006-NPCC-2 dans les meilleurs délais. À cet effet, il demande à la Régie de fixer la date d'entrée en vigueur de cette norme au 1^{er} avril 2021. Il allègue que les délais d'entrée en vigueur au Québec des différentes exigences de la norme sont similaires aux délais accordés ailleurs en Amérique du Nord⁷⁵. Il est important de noter que l'exigence E3 ne s'applique pas à l'Interconnexion du Québec.

[116] Questionné quant au délai de deux ans suivant l'approbation réglementaire de la norme PRC-006-NPCC-1 pour les exigences E8 à E23, le Coordonnateur précise que toutes les exigences de E8 à E23 auraient été applicables à l'Interconnexion du Québec, à l'exception des exigences E18 et E19. Ces dernières visent respectivement les régions d'ISO-NE et de New York ISO et les centrales nucléaires de l'Interconnexion de l'Est⁷⁶.

[117] Bien que les exigences E8 à E23 de la norme PRC-006-NPCC-1 aient été reconduites à la norme PRC-006-NPCC-2 avec certaines modifications⁷⁷, le Coordonnateur rappelle que la norme vise l'entité Hydro-Québec TransÉnergie qui, de par sa pratique, respecte déjà les exigences de la norme PRC-006-NPCC-2 et qu'aucun commentaire à l'égard du délai d'entrée en vigueur n'a été soumis par cette entité⁷⁸.

[118] Considérant ce qui précède, le Coordonnateur allègue qu'aucun délai supplémentaire n'est requis par rapport au délai proposé, ce dernier étant suffisant et adéquat.

[119] La Régie rappelle que, par sa décision D-2015-168⁷⁹, elle acceptait la proposition du Coordonnateur de fixer les dates d'entrée en vigueur de normes et de leur Annexe Québec au premier jour de l'un des quatre trimestres d'une année civile, soit au 1^{er} janvier, au 1^{er} avril, au 1^{er} juillet ou au 1^{er} octobre.

⁷⁴ Pièce [B-0021](#), p. 2.

⁷⁵ Pièce [B-0021](#), p. 3.

⁷⁶ Pièce [B-0018](#), p. 5, R1.1.

⁷⁷ Pièce [B-0018](#), p. 5, R1.2.

⁷⁸ Pièce [B-0018](#), p. 5, R1.3.

⁷⁹ Dossier R-3699-2009 Phase 2, décision [D-2015-168](#), p. 17, par. 58.

[120] La Régie accueille la proposition du Coordonnateur relative à la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-006-NPCC-2.

[121] **Par conséquent, la Régie fixe au 1^{er} avril 2021 la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-006-NPCC-2 ainsi que de son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise.**

[122] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande du Coordonnateur;

ADOpte la norme de fiabilité PRC-006-NPCC-2 ainsi que son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au **1^{er} avril 2021** la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-006-NPCC-2 ainsi que de son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;

FIXE au **16 mars 2021** la date de dépôt de la norme PRC-006-NPCC-2 et de son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise adoptées et mises en vigueur dans la présente décision, et modifiées afin d'y indiquer leurs dates d'adoption et d'entrée en vigueur, selon les ordonnances contenues à la présente décision;

ORDONNE au Coordonnateur de se conformer à tous les éléments décisionnels de la présente décision.

Sylvie Durand

Régisseur

ANNEXE 1

ANNOTATIONS DE LA NORME PRC-006-NPCC-2 ENVOYÉES AU NPCC (EN ANGLAIS) PAR LE COORDONNATEUR⁸⁰

Annexe 1 (23 pages)

S.D.

⁸⁰ Pièce [B-0015](#), annexe A, p. 1 à 23.

A. Introduction

1. **Title:** Automatic Underfrequency Load Shedding
2. **Number:** PRC-006-NPCC-2
3. **Purpose:** The NPCC Automatic Underfrequency Load Shedding (UFLS) regional Reliability Standard establishes more stringent and specific NPCC UFLS program requirements than the NERC continent-wide PRC-006 standard. The program is designed such that declining frequency is arrested and recovered in accordance with established NPCC performance requirements stipulated in this document.
4. **Applicability:**
 - 4.1. **Functional Entities:**
 - 4.1.1. Generator Owner
 - 4.1.2. Planning Coordinator
 - 4.1.3. Distribution Providers that are responsible for the ownership, operation, or control of UFLS equipment as required by the UFLS program established by the Planning Coordinators
 - 4.1.4. Transmission Owners that are responsible for the ownership, operation, or control of UFLS equipment as required by the UFLS program established by the Planning Coordinators
5. **Effective Date:** See Implementation Plan.

Commenté [BAVL1]: Translators' remarks

B. Requirements and Measures

- R1. Each Planning Coordinator in the Eastern Interconnection portion of NPCC shall design an UFLS program, pertaining to islands wholly within the NPCC Region, having performance characteristics that prevents the frequency from remaining below 59.5 Hz for more than 30 seconds in accordance with Figure 1. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]*.
- M1. Each Planning Coordinator shall have evidence such as reports, system studies and/or real-time power flow data captured from actual system events and other dated documentation that demonstrates it meets Requirement R1.
- R2. Each Planning Coordinator shall provide UFLS island boundaries, as identified per the NERC continent-wide PRC-006 Standard on UFLS, to Distribution Providers, Generator Owners, and Transmission Owners within 30 calendar days of receipt of a request. *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- M2. Each Planning Coordinator shall have evidence such as dated documentation that demonstrates that it meets requirement R2.

Commenté [BAVL2]: Missing period at the end of the sentence.

- R3. Each Distribution Provider and Transmission Owner in the Eastern Interconnection portion of NPCC shall implement an automatic UFLS program, reflecting normal operating conditions, excluding outages. The automatic UFLS program shall be implemented on an island basis for each identified island per the NERC continent-wide PRC-006 Standard on UFLS as follows: *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- The UFLS program shall be implemented by each Distribution Provider and Transmission Owner according to the frequency thresholds, nominal operating times, and load shedding amounts specified in Attachment C, Tables 1-3; or
 - The UFLS program shall be implemented collectively by multiple Distribution Providers or Transmission Owners, as long as they reside in the same UFLS island identified by the Planning Coordinator per Requirement R2. These multiple Distribution Providers or Transmission Owners, via mutual agreement, shall act as a single entity to provide an aggregated automatic UFLS program that sheds their coincident peak aggregated net Load according to the frequency thresholds, total nominal operating time, and load shedding amounts specified in Attachment C, Tables 1-3.
- M3. Each Distribution Provider and Transmission Owner in the Eastern Interconnection portion of NPCC shall have evidence such as documentation or reports containing the location and amount of load to be tripped in their respective areas, and the corresponding frequency thresholds, on those circuits included in its UFLS program identified in Requirement R3. (Attachment C, Tables 1-3).
- R4. Each Distribution Provider or Transmission Owner in the Eastern Interconnection portion of NPCC that does not meet the UFLS program parameters specified in Attachment C, Table 1-3, and each Distribution Provider or Transmission Owner in the Quebec Interconnection that does not meet the UFLS program parameters specified by its Planning Coordinator shall: *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- Within 30 calendar days of determining that it does not meet the specified parameters, notify its Planning Coordinator that it does not meet the UFLS program parameters; and
 - Within the following 180 calendar days from notification of the Planning Coordinator,
 - (1) develop a Corrective Action Plan and a schedule for implementation that is mutually agreed upon with its Planning Coordinator or
 - (2) provide its Planning Coordinator with a technical study that demonstrates that the deviations from the program parameters will not result in failure of UFLS performance criteria being met for any island. The technical study must be acceptable to the Planning Coordinator prior to implementing deviations from program parameters and shall demonstrate coordination with UFLS programs of all entities residing within the same island(s) identified by the Planning

Commenté [BAVL3]: Usually, paragraphs bearing an "and" should be numbered paragraphs; these paragraphs should be numbered 4.1 and 4.2 especially because they are a procedure: do 1, then 2.

Commenté [BAVL4]: Furthermore, paragraphs separated by "or" should bear bullets rather than numbers that give the impression of a progression when in fact these are options.

Coordinator in Requirement R2. The technical study shall also demonstrate coordination with other UFLS programs of adjoining Planning Coordinators, or (3) provide its Planning Coordinator with an analysis demonstrating that no alternative load shedding solution is available that would allow the Distribution Provider or Transmission Owner to comply with UFLS Attachment C Table 2 or Attachment C Table 3.

- M4. Each Distribution Provider or Transmission Owner shall have evidence such as reports analysis, system studies and dated documentation that demonstrates that it meets Requirement R4.
- R5. Each Planning Coordinator shall develop and review settings for inhibit thresholds at least once per five calendar years (such as, but not limited to, voltage, current and time) to be utilized within its region's UFLS program. *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- M5. Each Planning Coordinator shall have evidence such as reports, system studies or analysis that demonstrates that it meets Requirement R5.
- R6. Each Planning Coordinator shall provide each Transmission Owner and Distribution Provider within its Planning Coordinator area the applicable inhibit thresholds within 30 calendar days of any changes. *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Operations Planning]*
- M6. Each Planning Coordinator shall provide evidence such as letters, emails or other dated documentation that demonstrates that it meets Requirement R6.
- R7. Each Distribution Provider and Transmission Owner that receives a notification pursuant to Requirement R6 shall develop and submit an implementation plan with respect to inhibit thresholds for approval by the Planning Coordinator within 90 calendar days of the request from the Planning Coordinator. *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Operations Planning]*
- M7. Each Distribution Provider and Transmission Owner shall provide evidence such as letters, emails, or other dated documentation that demonstrates that it meets Requirement R7.
- R8. Each Distribution Provider and Transmission Owner shall implement the inhibit thresholds provided by the Planning Coordinator in accordance with Requirement R6 and based on the Planning Coordinator approved implementation plan in accordance with R7. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operation Planning]*
- M8. Each Distribution Provider and Transmission Owner shall provide evidence such as test reports, data sheets, completed work orders, or other documentation that demonstrates that it meets Requirement R8.

Commenté [BAVLS]: Request should be replaced by notification. The entity does not receive a request from its PC but a notification.

- R9.** Each Transmission Owner and Distribution Provider shall annually provide documentation, with no more than 15 calendar months between updates, to its Planning Coordinator of the actual net Load that would have been shed by the UFLS relays at each UFLS stage. The actual net Load shall be coincident with the entity's integrated hourly peak net Load during the previous year, as determined by measuring or calculating Load through the switches that would disconnect load if triggered by the UFLS relays. If measured data is unavailable then calculated data may be used. *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- M9.** Each Distribution Provider and Transmission Owner shall provide evidence such as reports, spreadsheets or other dated documentation submitted to its Planning Coordinator that indicates the net amount of load shed and the percentage of its peak load at each stage of its UFLS program to demonstrate that it meets Requirement R9.
- R10.** Each Generator Owner shall set each generator underfrequency trip relay, if so equipped, on or below the appropriate generator underfrequency trip protection setting threshold curve in Figure 2, except as otherwise exempted in Requirements R13 and R16. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- M10.** Each Generator Owner shall provide evidence such as reports, data sheets, spreadsheets or other documentation that demonstrates that it meets Requirement R10.
- R11.** Each Generator Owner shall transmit the generator underfrequency trip setting and time delay within 45 calendar days of the Planning Coordinator's request. *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Operations Planning]*
- M11.** Each Generator Owner shall provide evidence such as emails, letters or other dated documentation that demonstrates that it meets Requirement R11.
- R12.** Each Generator Owner with a new generating unit, or an existing generator increasing its net capability by greater than 10% shall: *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- 12.1** Design measures to prevent the generating unit from tripping directly or indirectly for underfrequency conditions above the appropriate generator tripping threshold curve in Figure 2.
 - 12.2** Design auxiliary system(s) or devices used for the control and protection of auxiliary system(s), necessary for the generating unit operation such that they will not trip the generating unit during underfrequency conditions above the appropriate generator underfrequency trip protection setting threshold curve in Figure 2.
- M12.** Each Generator Owner shall provide evidence such as reports, data sheets, specifications, memorandum or other documentation that demonstrates that it meets Requirement R12.

Commenté [GJ6]: Load that would have been shed

- R13.** For existing non-nuclear units in service prior to July 1, 2015, that have underfrequency protections set to trip above the appropriate curve in Figure 2:
[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]
- 13.1** Each Generator Owner shall set the underfrequency protection to operate at the lowest frequency allowed by the plant design and licensing limitations.
 - 13.2** Each Generator Owner shall transmit the existing underfrequency settings and any changes to the underfrequency settings along with the technical basis for the settings to the Planning Coordinator.
 - 13.3** Each Planning Coordinator in Ontario, Québec and the Maritime Provinces shall arrange for compensatory load shedding, in accordance with Attachment A and as provided by a Distribution Provider or Transmission Owner, that is adequate to compensate for the loss of generator(s) due to early tripping that is within the UFLS island identified by the Planning Coordinator in Requirement R2.
 - 13.4** Each Generator Owner in the ISO-NE Planning Coordinator area and in NYISO Planning Coordinator area shall arrange for compensatory load shedding, in accordance with Attachment B and as provided by a Distribution Provider or Transmission Owner, that is adequate to compensate for the loss of generator(s) due to early tripping that is within the UFLS island identified by the Planning Coordinator in Requirement R2.
- M13.** Each Generator Owner with existing non-nuclear units in service prior to July 1, 2015 which have underfrequency tripping that is not compliant with Requirement R10 shall provide evidence such as reports, spreadsheets, memorandum or dated documentation demonstrating that it meets Requirement R13.
- R14.** Each Planning Coordinator in Ontario, Quebec and the Maritime provinces shall apply the criteria described in Attachment A to determine the compensatory load shedding that is required in Requirement R13.3 for generating units in its respective NPCC area.
[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]
- M14.** Each Planning Coordinator in Ontario, Quebec and Maritime provinces shall provide evidence such as reports, memorandum or other documentation that demonstrates that it followed the methodology described in Attachment A and meets Requirement R14.
- R15.** Each Generator Owner, Distribution Provider or Transmission Owner within the ISO-NE Planning Coordinator area and in NYISO Planning Coordinator Area shall apply the criteria described in Attachment B to determine the compensatory load shedding that

Commenté [GJ7]: The PC should also be required to provide compliance with Part 13.3.

Commenté [BAVL8]: There is no requirement R13.3. Should be Requirement 13, Part3.

is required in Requirement R13.4 for generating units in its respective NPCC area.
[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]

Commenté [BAVL9]: Same comment as above.

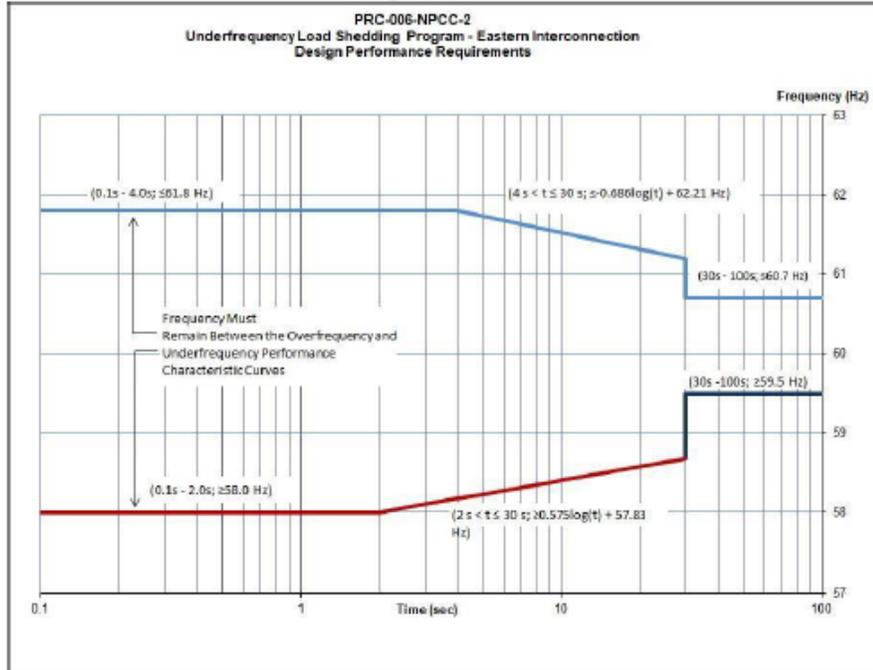
M15. Each Generator Owner, Distribution Provider or Transmission Owner within the Planning Coordinator area of ISO-NE or the NYISO shall provide evidence such as reports, memorandum, or other documentation that demonstrates that it followed the methodology described in Attachment B and meets Requirement R15.

R16. Each Generator Owner of existing nuclear generating plants with units that have underfrequency relay threshold settings above the Eastern Interconnection generator tripping curve in Figure 2 based on their licensing design shall: *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]*

- 16.1** Set the underfrequency protection to operate at a frequency setting that is as low as possible in accordance with the plant design and licensing limitations but not greater than 57.8 Hz.
- 16.2** Set the frequency trip setting upper tolerance to no greater than + 0.1 Hz.
- 16.3** Transmit the initial frequency trip setting and any changes to the setting and the technical basis for the settings to the Planning Coordinator.

M16. Each Generator Owner of nuclear units that have generator trip settings above the generator trip curve in Figure 2 shall provide evidence such as letters, reports and dated documentation that demonstrates that it meets Requirement R16.

Figure 1



- NERC PRC-006 Overfrequency Requirements (Continent-Wide Standard on UFLS)
- NERC PRC-006 Underfrequency Requirements (Continent-Wide Standard on UFLS) - out to 30 seconds only
- NERC PRC-006-NPCC Underfrequency Requirements (Regional Standard on UFLS)- more stringent than Content-Wide Standard from 30 - 100 seconds

Commenté [BAVL10]: Error in the last line "Content-Wide Standard" rather than Continent-Wide Standard.

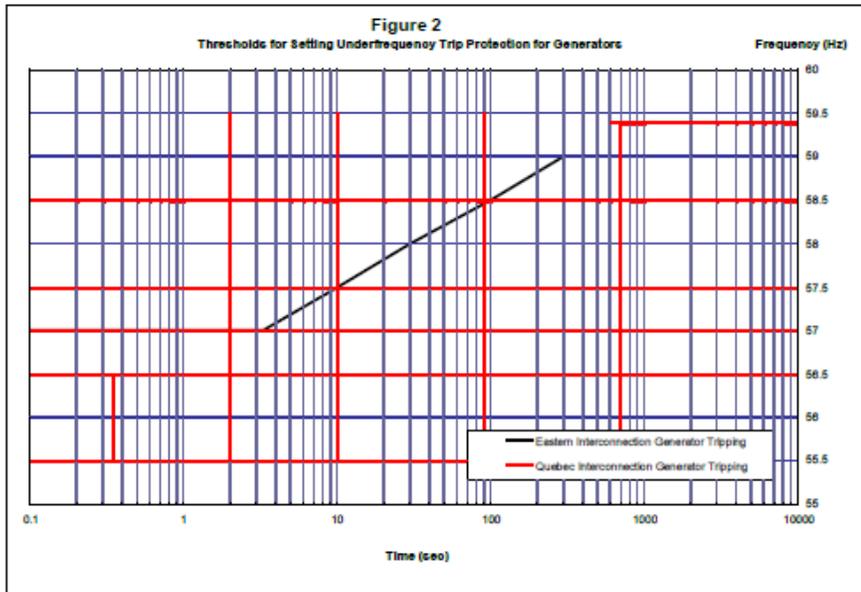
Curve Data:

Overfrequency Requirements		Source
$t \leq 4$ s	$f = 61.8$ Hz	NERC PRC-006 (Continent-Wide Standard on UFLS)
4 s < $t \leq 30$ s	$f = -0.686\log(t) + 62.21$ Hz	
$t > 30$ s	$f = 60.7$ Hz	

Underfrequency Requirements		Source
$t \leq 2$ s	$f = 58.0$ Hz	NERC PRC-006 (Continent-Wide Standard on UFLS)
2 s < $t \leq 30$ s	$f = 0.575\log(t) + 57.83$ Hz	NERC PRC-006-NPCC (Regional Standard on UFLS)
$t > 30$ s	$f = 59.5$ Hz	

Figure 2
PRC-006-NPCC-2
Underfrequency Load Shedding Program – Thresholds for Setting Underfrequency
Trip Protection for Generators

Commenté [GJ11]: Please note this annotated Word document was converted from a PDF version. Thus the figures did not correctly follow; the present document should not directly be used in preparing a revised version of the Standard.



C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority:
Northeast Power Coordinating Council

1.2. Evidence Retention:

The Distribution Provider and Transmission Owner shall keep evidences for three calendar years for Measures 2, 3, 4, 5, 8, and 9.

Commenté [GJ12]: Should be 3,4,7,8,9

The Planning Coordinator shall keep evidence for three calendar years for Measures 1, 2, 5, 6, and 7.

Commenté [GJ13]: Should be 1,2,5,6,13,14

The Distribution Provider, Transmission Owner, and Generator Owner shall keep evidences for three calendar years for Measures 15.

The Generator Owner shall keep evidence for three calendar years for Measures 10, 11, 12, 13, and 16.

1.3. Compliance Monitoring and Enforcement Program:

Commenté [BAVL14]: Given the following list, the English version should state "Processes" rather than Program.

Compliance Audit

Self-Certification

Spot Checking

Compliance Violation Investigation

Self-Reporting

Complaints

Violation Severity Levels

R #	Violation Severity Levels			
	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1.	N/A	N/A	N/A	The Planning Coordinator failed to design an UFLS program having performance characteristics that prevent frequency from remaining below 59.5 Hz in accordance with Figure 1.
R2.	The Planning Coordinator provided its UFLS island boundaries, as identified per the NERC continent-wide PRC-006 Standard on UFLS but did so more than 30 calendar days and up to and including 40 days following a request.	The Planning Coordinator provided its UFLS island boundaries, as identified per the NERC continent-wide PRC-006 Standard on UFLS but did so more than 40 calendar days but less than and including 50 days following a request.	The Planning Coordinator provided its UFLS island boundaries, as identified per the NERC continent-wide PRC-006 Standard on UFLS but did so more than 50 calendar days but less than and including 60 days following a request.	The Planning Coordinator failed to provide its UFLS island boundaries, as identified per the NERC continent-wide PRC-006 Standard on UFLS, within 60 calendar days following a request.
R3.	The Distribution Provider or Transmission Owner failed to apply appropriate settings on 20% or less of the relays identified as included in the UFLS program, or amount of load tripped is within 10% deviation from the required amount of Load required to be shed at each stage.	The Distribution Provider or Transmission Owner failed to apply appropriate settings on 20% 40% of the relays identified as included in the UFLS program, or amount of load tripped is within 20% deviation from the required amount of Load required to be shed at each stage.	The Distribution Provider or Transmission Owner failed to apply appropriate settings on 40% 60% of the relays identified as included in the UFLS program, or amount of load tripped is within 30% deviation from the required amount of Load required to be shed at each stage.	The Distribution Provider or Transmission Owner failed to apply appropriate settings on > 60% of the relays identified as included in the UFLS program, or amount of load tripped has a > 30% deviation from the required amount of Load required to be shed at each stage.
R4.	The Distribution Provider or Transmission Owner that cannot meet the tolerances and/or number of stages and frequency set points specified in the UFLS Program fulfilled its obligations for	The Distribution Provider or Transmission Owner that cannot meet the tolerances and/or number of stages and frequency set points specified in the UFLS Program fulfilled its obligations for	The Distribution Provider or Transmission Owner that cannot meet the tolerances and/or number of stages and frequency set points specified in the UFLS Program fulfilled its obligations but exceeded the permissible	The Distribution Provider or Transmission Owner that cannot meet the tolerances and/or number of stages and frequency set points specified in the UFLS Program failed to meet all of items in Requirement 5 within 60

Commenté [BAVL15]: There is a superfluous period here.

Commenté [BAVL16]: Not written as the requirement's text.

Commenté [GJ18]: > 20% (because 20% is Lower VSL)

Commenté [GJ21]: > 40% (because 40% is Moderate VSL)

Commenté [GJ19]: > 10 % but < 20%

Commenté [GJ22]: > 20 but < 30%

Commenté [GJ17]: Missing period.

Commenté [GJ20]: Missing period and superfluous "m".

Commenté [BAVL23]: Missing period.

Commenté [GJ24]: This whole section needs rewriting. The text should refer to the UFLS program parameters, references are wrong, inconsistency in phrasing for the various VSL.

PRC-006-NPCC-2 – Automatic Underfrequency Load Shedding

	Requirement R5, Parts %.1 through Part 5.4 but exceeded the permissible time frame for one or more of the 4 items by a period of up to 10 calendar days but less than or equal to 20 calendar days.	Requirement R5, Parts %.1 through Part 5.4 but exceeded the permissible time frame for one or more of the 4 items within a time greater than 20 calendar days but less than or equal to 30 calendar days.	time frame for one or more of the 4 items within a time greater than 30 calendar days but less than or equal to 60 calendar days.	calendar days of permissible time for each item.
R5.	The Planning Coordinator developed or reviewed settings for inhibit thresholds at least once per five calendar years, for less than 100% but more than (and including) 95% of relays within its region's UFLS program.	The Planning Coordinator developed or reviewed settings for inhibit thresholds at least once per five calendar years, for less than 95% but more than (and including) 90% of relays within its region's UFLS program.	The Planning Coordinator developed or reviewed settings for inhibit thresholds at least once per five calendar years, for less than 90% but more than (and including) 85% of relays within its region's UFLS program.	The Planning Coordinator developed or reviewed settings for inhibit thresholds at least once per five calendar years, for less than 85% of relays within its region's UFLS program.
R6.	The Planning Coordinator provided to a Transmission Owner or Distribution Provider within its Planning Coordinator area the applicable inhibit thresholds more than 30 calendar days and up to and including 40 calendar days of any changes.	The Planning Coordinator provided to a Transmission Owner or Distribution Provider within its Planning Coordinator area the applicable inhibit thresholds more than 40 calendar days but less than and including 50 calendar days of any changes.	The Planning Coordinator provided to a Transmission Owner or Distribution Provider within its Planning Coordinator area the applicable inhibit thresholds more than 50 calendar days but less than and including 60 calendar days of any changes.	The Planning Coordinator failed to provide to a Transmission Owner or Distribution Provider within its Planning Coordinator area the applicable inhibit thresholds within 60 calendar days after any changes
R7.	The Distribution Provider or Transmission Owner developed and submitted its implementation plan more than 90 calendar days and up to and including 100 calendar days following the request.	The Distribution Provider or Transmission Owner developed and submitted its implementation plan more than 100 calendar days and up to and including 110 calendar days following the request.	The Distribution Provider or Transmission Owner developed and submitted its implementation plan more than 110 calendar days and up to and including 120 calendar days following the request.	The Distribution Provider or Transmission Owner failed to develop and submit its implementation plan within 120 days following the request.
R8.	Implemented the inhibit threshold settings provided by the Planning Coordinator in accordance with the Planning Coordinator approved implementation plan for	The Distribution Provider or Transmission Owner implemented the inhibit threshold settings provided by the Planning Coordinator in accordance with	The Distribution Provider or Transmission Owner implemented the inhibit threshold settings provided by the Planning Coordinator in accordance with	The Distribution Provider or Transmission Owner implemented the inhibit threshold settings provided by the Planning Coordinator in accordance with

Commenté [BAVL25]: Should be "notification". Same comment applies to each VSL in this row.

Commenté [GJ26]: Missing text: The Distribution Provider or Transmission Owner

PRC-006-NPCC-2 – Automatic Underfrequency Load Shedding

	less than 100% but more than (and including) 95% of UFLS relays.	the Planning Coordinator approved implementation plan for less than 95% but more than (and including) 90% of UFLS relays.	the Planning Coordinator approved implementation plan for less than 90% but more than (and including) 85% of UFLS relays.	the Planning Coordinator approved implementation plan for less than 85% of UFLS relays.
R9.	The Distribution Provider or Transmission Owner provided to its Planning Coordinator documentation of the actual net Load that would have been shed by the UFLS relays at each UFLS stage as described in Requirement R11 more than 15 calendar months but less than (and including) 16 calendar months since last update.	The Distribution Provider or Transmission Owner provided to its Planning Coordinator documentation of the actual net Load that would have been shed by the UFLS relays at each UFLS stage as described in Requirement R11 more than 16 calendar months but less than (and including) 17 calendar months since last update.	The Distribution Provider or Transmission Owner provided to its Planning Coordinator documentation of the actual net Load that would have been shed by the UFLS relays at each UFLS stage as described in Requirement R11 more than 17 calendar months but less than (and including) 18 calendar months since last update.	The Distribution Provider or Transmission Owner failed to provide to its Planning Coordinator documentation of the actual net Load that would have been shed by the UFLS relays at each UFLS stage as described in Requirement R11 within 18 calendar months since last update.
R10.	N/A	N/A	N/A	The Generator Owner did not set each generator underfrequency trip relay, if so equipped, on or below the appropriate generator underfrequency trip protection settings threshold curve in Figure 2, except as otherwise exempted.
R11.	The Generator Owner transmitted the generator underfrequency trip setting and time delay more than 45 calendar days and less than (and including) 55 calendar days of the Planning Coordinator's request.	The Generator Owner transmitted the generator underfrequency trip setting and time delay more than 55 calendar days and less than (and including) 65 calendar days of the Planning Coordinator's request.	The Generator Owner transmitted the generator underfrequency trip setting and time delay more than 65 calendar days and less than (and including) 75 calendar days of the Planning Coordinator's request.	The Generator Owner failed to transmit the generator underfrequency trip setting and time delay within 75 calendar days of the Planning Coordinator's request.
R12.	N/A	N/A	The Generator Owner with a new generating unit, or an existing	The Generator Owner with a new generating unit, or an existing generator increasing its net

Commenté [BAVL27]: This reference is erroneous and does not appear in the requirement text. This comment applies to each of the VSLs on this row.

			generator increasing its net capability by greater than 10%: Did not fulfill the obligation of Requirement R12; Part 12.1 OR Did not fulfill the obligation of Requirement R12, Part 12.2.	capability by greater than 10%, did not fulfill the obligations of Requirement R12, Part 12.1 and Part 12.2.
R13.	N/A	The Generator Owner failed to transmit the existing underfrequency settings and any changes to the underfrequency settings along with the technical basis for the settings to the Planning Coordinator as specified in Requirement R13, Part 13.2.	The Generator Owner failed to set the underfrequency protection to operate at the lowest frequency allowed by the plant design and licensing limitations as specified in Requirement 13, Part 13.1	The Planning Coordinator in Ontario, Québec and the Maritime Provinces or the Generator Owner within the ISO-NE and in NYISO Planning Coordinator areas failed to arrange for compensatory load shedding as specified in Requirement R13, Part 13.3.
R14.	N/A	N/A	N/A	The Planning Coordinator did not apply the criteria described in Attachment A to determine the compensatory load shedding that is required.
R15.	N/A	N/A	N/A	The Generator Owner, Distribution Provider, or Transmission Owner did not apply the criteria described in Attachment B to determine the compensatory load shedding that is required.
R16.	N/A	The Generator Owner failed to transmit the initial frequency trip setting and any changes to the setting and the technical basis for the settings to the Planning	The Generator Owner: Failed to set the underfrequency protection as specified in Requirement R16; Part 16.1 OR	The Generator Owner did not fulfill the obligations of Requirement R16, Part 16.1 and Part 16.2.

Commenté [BAVL28]: Parts 13.3 and 13.4.

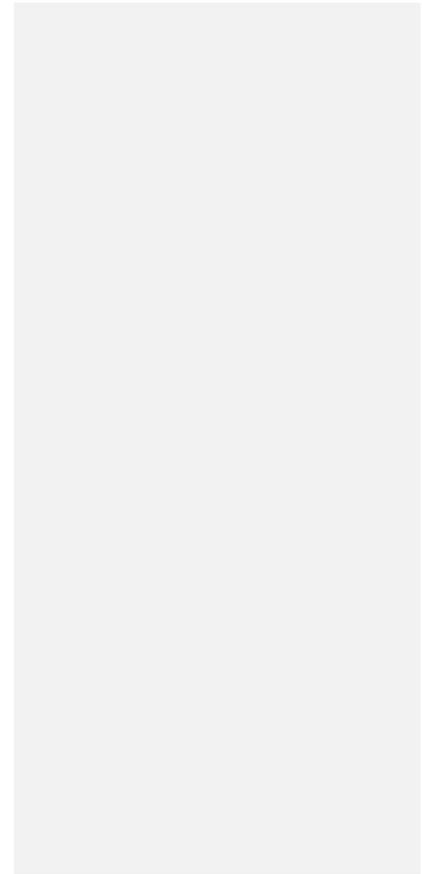
		Coordinator as specified in Requirement R16, Part 16.3.	Failed to set the frequency trip setting upper tolerance as specified in Requirement R16, Part 16.2.	
--	--	---	--	--

D. Regional Variances

None.

E. Associated Documents

Technical Rationale



Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	2-9-2012	Adopted by Board of Trustees	
2	6-23-2015	RSAR Submitted	
2	11-5-2019	Adopted by the NERC Board of Trustees	
2	2-18-2020	FERC issued letter order approving PRC-006-NPCC-2. Docket No. RD20-1-000	

Commenté [GJ29]: Normal phrasing is "FERC order issued approving ..."

Standard Attachments

PRC-006-NPCC-2 Attachment A

Compensatory Load Shedding Criteria for Ontario, Quebec, and the Maritime Provinces:

The Planning Coordinator in Ontario, Quebec and the Maritime provinces is responsible for establishing the compensatory load shedding requirements for all existing non-nuclear units in its NPCC area with underfrequency protections set to trip above the appropriate curve in Figure 2. In addition, it is the Planning Coordinator's responsibility to communicate these requirements to the appropriate Distribution Provider or Transmission Owner and to ensure that adequate compensatory load shedding is provided in all UFLS islands in which the unit may operate.

The methodology below provides a set of criteria for the Planning Coordinator to follow for determining compensatory load shedding requirements as part of its UFLS Assessment based on the NERC PRC Standard on UFLS:

1. The Planning Coordinator shall identify, compile and maintain a list of all existing non-nuclear generating units in their Planning Coordinator area that were in service prior to the effective date of the regional Standard (July 1, 2015 PRC-006-NPCC-1). The list must indicate generating units, if any, that have their underfrequency protections set to trip above the appropriate curve in Figure 2. Generating Units not appearing on the list as of the effective date of Version 1 of the regional standard, as shown above, must have their Underfrequency protections set to trip on or below the appropriate curve in Figure 2. The list shall include the following information for each unit:
 - 1.1 Generator name and generating capacity
 - 1.2 Underfrequency protection trip settings, including frequency trip set points and time delays
 - 1.3 Physical and electrical location of the unit
 - 1.4 All islands within which the unit may operate
2. For each generating unit identified in (1) above, the Planning Coordinator shall establish the requirements for compensatory load shedding based on criteria outlined below:
 - 2.1 Arrange for a Distribution Provider or Transmission Owner that owns UFLS relays within the island(s) identified by the Planning Coordinator within which the generator may operate to provide compensatory load shedding.
 - 2.2 In Ontario and in the Maritime provinces, the compensatory load shedding that is provided by the Distribution Provider or Transmission Owner shall be in

Commenté [BAVL30]: "Continent-Wide" seems to be missing.

addition to the amount that the Distribution Provider or Transmission Owner is required to shed as specified in Requirement R4.

Commenté [BAVL31]: Should be R3.

2.3 The compensatory load shedding shall be provided at the UFLS program stage (or threshold stage for Quebec) with a frequency threshold setting that corresponds to the highest frequency at which the subject generator will trip above the appropriate curve in Figure 2 during an underfrequency event. If the highest frequency at which the subject generator will trip above the appropriate curve in Figure 2 does not correspond to a specific UFLS program stage threshold setting, the compensatory load shedding shall be provided at the UFLS program stage with a frequency threshold setting that is higher than the highest frequency at which the subject generator will trip above the appropriate curve in Figure 2.

Commenté [BAVL32]: This seems to refer to an old table not anymore present in this version...The parentheses seem to be superfluous

2.4 The amount of compensatory load shedding shall be equivalent ($\pm 5\%$) to the average net generator megawatt output for the prior two calendar years, as specified by the Planning Coordinator, plus expected station loads to be transferred to the system upon loss of the facility. The net generation output should only include those hours when the unit was a net generator to the electric system.

In the specific instance of a generating unit that has been interconnected to the electric system for less than two calendar years, the amount of compensatory load shedding shall be equivalent ($\pm 5\%$) to the maximum claimed seasonal capability of the generator over two calendar years, plus expected station loads to be transferred to the system upon loss of the facility.

Commenté [GJ33]: Should be aligned with the rest of 2.4

PRC-006-NPCC-2 Attachment B

Compensatory Load Shedding Criteria for ISO-NE and NYISO:

The Generator Owner in the New England states or New York State are responsible for establishing a compensatory load shedding program for all existing non-nuclear units with underfrequency protection set to trip above the appropriate curve in Figure 2 of this standard. The Generator Owner shall follow the methodology below to determine compensatory load shedding requirements:

1. The Generator Owner shall identify, compile, and maintain a list of all of its existing non-nuclear generating units that were in service prior to the effective date of the regional Standard (July 1, 2015 PRC-006-NPCC-1). The list must indicate the Generator Owner's generating units, if any, which have their underfrequency protections set to trip above the appropriate curve in Figure 2. Generating Units not appearing on the list as of the effective date of Version 1 of the regional standard, as shown above, must have their Underfrequency protections set to trip on or below the appropriate curve in Figure 2. The list shall include the following information associated with each unit:

- 1.1 Generator name and generating capacity
- 1.2 Underfrequency protection trip settings, including frequency trip set points and time delays
- 1.3 Physical and electrical location of the unit
- 1.4 Smallest island within which the unit may operate as identified by the Planning Coordinator in Requirement R1 of this Standard.

2. For each generating unit identified in (1) above, the Generator Owner shall establish the requirements for compensatory load shedding based on criteria outlined below:

2.1 In cases where a Distribution Provider or Transmission Owner has coordinated protection settings with the Generator Owner to cause the generator to trip above the appropriate curve in Figure 2, the Distribution Provider or Transmission Owner is responsible to provide the appropriate amount of compensatory load to be shed within the same and smallest island identified by the Planning Coordinator in Requirement R1 of this standard.

2.2 In cases where a Generator Owner has a generator that cannot physically meet the set points defined by the appropriate curve in Figure 2, the Generator Owner shall arrange for a Distribution Provider or Transmission Owner to provide the appropriate amount of compensatory load to be shed within the same and smallest island identified by the Planning Coordinator in Requirement R1 of this standard.

Commenté [BAVL34]: The word "same" is superfluous because it does not refer to 1.4 above (its intended mission, according to us).

Commenté [GJ35]: It would be preferable to refer to the smallest island listed in the above 1.4 of the Attachment rather than to refer to R1 or the Standard

Commenté [BAVL36]: Same comment as above.

2.3 The compensatory load shedding that is provided by the Distribution Provider or Transmission Owner shall be in addition to the amount that the Distribution Provider or Transmission Owner is required to shed as specified in Requirement R4.

Commenté [BAVL37]: Old reference. Should be R3.

2.4 The compensatory load shedding shall be provided at the UFLS program stage with the frequency threshold setting at or closest to but above the frequency at which the subject generator will trip.

2.5 The amount of compensatory load shedding shall be equivalent ($\pm 5\%$) to the average net generator megawatt output for the prior two calendar years, as specified by the Planning Coordinator, plus expected station loads to be transferred to the system upon loss of the facility. The net generation output should only include those hours when the unit was a net generator to the electric system.

In the specific instance of a generating unit that has been interconnected to the electric system for less than two calendar years, the amount of compensatory load shedding shall be equivalent ($\pm 5\%$) to the maximum claimed seasonal capability of the generator over two calendar years, plus expected station loads to be transferred to the system upon loss of the facility.

PRC-006-NPCC-2 Attachment C

UFLS Table 1: Eastern Interconnection

Distribution Providers and Transmission Owners with 100 MW² or more of peak net Load shall implement a UFLS program with the following attributes:

UFLS Stage	Frequency Threshold (Hz)	Minimum Relay Time Delay (s)	Total Nominal Operating Time (s) ¹	Load Shed at Stage as % of TO or DP Load	Cumulative Load Shed as % of TO or DP Load
1	59.5	0.10	0.30	6.5 – 7.5	6.5 – 7.5
2	59.3	0.10	0.30	6.5 – 7.5	13.5 – 14.5
3	59.1	0.10	0.30	6.5 – 7.5	20.5 – 21.5
4	58.9	0.10	0.30	6.5 – 7.5	27.5 – 28.5
5	59.5	0.10	10.0	2 - 3	29.5 – 31.5

Commenté [BAVL38]: This should be note 1 since it appears first.

UFLS Table 2: Eastern Interconnection

Distribution Providers and Transmission Owners with 50 MW² or more and less than 100 MW² of peak net Load shall implement a UFLS program with the following attributes:

UFLS Stage	Frequency Threshold (Hz)	Minimum Relay Time Delay (s)	Total Nominal Operating Time (s) ¹	Load Shed at Stage as % of TO or DP Load	Cumulative Load Shed as % of TO or DP Load
1	59.5	0.10	0.30	14 – 25	14 – 25
2	59.1	0.10	0.30	14 – 25	28 – 50

1. The total nominal operating time includes the underfrequency relay operating time plus any interposing auxiliary relay operating times, communication times, and the rated breaker interrupting time. The underfrequency relay operating time is measured from the time when frequency passes through the frequency threshold setpoint, using a test rate of frequency decay of 0.2 Hz per second. If the relay operating time is dependent on the rate of frequency decay, the underfrequency relay operating time and any subsequent testing of the UFLS relays shall utilize a test rate of linear frequency decay of 0.2 Hz per second.
2. Peak net load shall be calculated as an average of the peak net load from the previous 3 years, excluding the current year.

UFLS Table 3: Eastern Interconnection

Distribution Providers and Transmission Owners with 25 MW² or more and less than 50 MW² of peak net Load shall implement a UFLS program with the following attributes:

UFLS Stage	Frequency Threshold (Hz)	Minimum Relay Time Delay (s)	Total Nominal Operating Time (s) ¹	Load Shed at Stage as % of TO or DP Load	Cumulative Load Shed as % of TO or DP Load
1	59.5	0.10	0.30	28 – 50	28 – 50

1. The total nominal operating time includes the underfrequency relay operating time plus any interposing auxiliary relay operating times, communication times, and the rated breaker interrupting time. The underfrequency relay operating time is measured from the time when frequency passes through the frequency threshold setpoint, using a test rate of frequency decay of 0.2 Hz per second. If the relay operating time is dependent on the rate of frequency decay, the underfrequency relay operating time and any subsequent testing of the UFLS relays shall utilize a test rate of linear frequency decay of 0.2 Hz per second.
2. Peak net load shall be calculated as an average of the peak net load from the previous 3 years, excluding the current year.

Rationale Box:

Standard PRC-006-3, R4 requires the Planning Coordinator to conduct a UFLS assessment at least once every five years. However, aside from a UFLS islanding event, it does not prescribe other factors or events which could warrant a new UFLS assessment in less than the five years time-frame.

PRC-006-NPCC-01 contained requirements if changes to load distribution impacted UFLS program performance (R21) but did not consider many other factors. The drafting team recommends retiring these requirements (R21, R22, R23) and replacing them with the following guidance.

Significant variations in the following factors could require a Planning Coordinator to conduct a new assessment:

- Changes to the BES that could modify the creation of islands or the severity of events such as new transmission topologies, revised protection schemes or new or revised RAS.
- Unforeseen islanding event
- Real and reactive load distribution (including changes to location of compensatory load shedding)
- Transmission Owner or Distribution Provider’s inability to implement the UFLS program within the stated tolerances
- Load characteristics in particular frequency responsive load
- Automatic load restoration
- Generation geographical distribution
- Generator trip settings
- Generation mix in particular non-BES generation that may not be subject to frequency ride-through criteria
- Generator dynamic modeling
- Dynamic VAR device modeling
- HVDC dynamic modeling

Rationale for Requirement R1: Figure 1 of this document shows the NPCC underfrequency criteria for the Eastern Interconnection portion of NPCC. Figure 1 also shows the NERC criteria as defined in the NERC PRC Standard on UFLS.

Rationale for Requirement R5: An inhibit function provides supervisory control over a UFLS relay. For example, an undervoltage inhibit feature prevents UFLS relay operation if the sensed voltage decreases below an adjustable setting. An undervoltage inhibit function is intended to prevent operation of a UFLS relay when the transmission supply is lost to distribution station feeding many induction motors. Following loss of the transmission supply, motors may support the voltage while the motors coast down in speed. The motors coasting down (ringing down) will look like an underfrequency event to the relay. The inhibit setting is set to a voltage above which the motor load is expected to sustain. This prevents the underfrequency relay from

tripping and locking out distribution feeder breakers supplying the motor load, between the time the transmission supply line trips and the time when the line recloses to restore the load. Voltages sustained by motors that are coasting down (e.g. 0.70 pu) are typically much lower than voltages at which the UFLS relays are required to operate to meet UFLS performance criteria. However, motor loads supplied by cable networks typically have higher ring down voltages because of cable charging. Therefore, care must be taken so that the voltage inhibit setting is not higher than the voltage at which UFLS relays are required to operate to meet UFLS performance criteria.

Rationale for Requirement R9: Ideally, the amount of load to be shed in each stage of the UFLS program for every entity should perfectly match that prescribed in this Standard, for all phases of the load cycle, i.e., seasonal (summer vs. winter), weekly (weekday vs. weekend vs. holidays), daily (morning, noon, and night), etc. for all of the identified islands. Practically, however, this is obviously not possible because the load cycles of the various areas and sub-areas within any given island do not perfectly track the load cycle of the overall island. The UFLS program, on the other hand, is designed based on peak conditions for the overall island. The percentages of actual load shedding that would occur for any conditions other than peak, therefore, can only approximate that prescribed in the Standard. To that end, Requirement R11 requires entities to document measured loads in the UFLS program coincident with their own annual peak, whether or not that peak occurs at the same time or in the same season as the peak of the identified island in which their load resides. Using individual entity peaks vs. overall island peaks provides a consistent approach for accounting purposes among the very entities that are responsible for designing and maintaining their UFLS programs.

Commenté [BAVL39]: Should be R9

ANNEXE 2

LETTRES REÇUES DU NPCC ET DE LA NERC⁸¹

Annexe 2 (5 pages)

S.D.

⁸¹ Pièce [B-0007](#), p. 3 à 7.



NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL, INC.
1040 AVE. OF THE AMERICAS, NEW YORK, NY 10018 (212) 840-1070 FAX (212) 302-2782

Date: June 23, 2020

To: Junji Yamaguchi, Eng.
Unit head – Reliability Standards
and Network Control Frameworks
Hydro Québec

From: Edward Schwerdt
President and CEO
Northeast Power Coordinating Council, Inc.

Subject: NPCC Regional Standard PRC-006-NPCC-2 “Automatic
Underfrequency Load Shedding”

NPCC is responsible for promoting and improving the reliability of the international, interconnected bulk power systems in Northeastern North America through (i) the development of Regional Reliability Standards and compliance assessment and enforcement of continent-wide and Regional Reliability Standards, coordination of system planning, design and operations, and assessment of reliability, and (ii) the establishment of regionally-specific reliability criteria, and the monitoring and enforcement of compliance with such criteria.

On May 8, 2009 the Régie de l'énergie, NPCC, and NERC entered into an agreement, which specifies that NPCC undertake certain reliability standard development and other activities (“2009 Agreement”)¹. Additionally, NPCC has certain delegated or mandated standard development, compliance monitoring, and other authorities and responsibilities in the United States², Ontario³, New Brunswick⁴, and Nova Scotia⁵.

¹ *Agreement on the Development of Electric Power Transmission Reliability Standards and of Procedures and a Program for Monitoring of the Application of These Standards for Québec*, executed May 8, 2009. Available at: http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/normes_fiab_tranp_elec/Entente_Regie_NERC_NPCC_5mai09_en.pdf.

² See *Amended and Restated Regional Delegation Agreement between the North American Electric Reliability Corporation (NERC) and the Northeast Power Coordinating Council, Inc.* Available at: https://www.npcc.org/Library/Business%20Plan%20Bylaws/Regional%20Delegation%20Agreements%20DL-NPCC_RDA_Effective_20160101.pdf.

³ *Amended and Restated Memorandum of Understanding between the Independent Electricity System Operator and the North American Electric Reliability Corporation (NERC) and the Northeast Power Coordinating Council, Inc.* Available at: <https://www.npcc.org/Compliance/Ontario/February%205%202010%20MOU.pdf>.

⁴ *Contract for Service between Northeast Power Coordinating Council, Inc. and the New Brunswick Energy and Utilities Board*, executed August 10, 2016.

⁵ *Memorandum of Understanding between Nova Scotia Power Inc., the Northeast Power Coordinating Council, Inc., and the North American Electric Reliability Corporation*, executed May 9, 2010. Available at: <https://www.npcc.org/Compliance/Nova%20Scotia/May%209%202010%20MOU.pdf>.

The 2009 Agreement recognizes the NPCC standards development process “for the purpose of developing specific reliability standards for interconnected networks in northeastern North America in which Québec entities subject to the reliability standards [...] may participate.” In addition, it states that “the Régie has concluded from NPCC’s more than four decades of international reliability assurance that NPCC has the expertise to develop, monitor the application of, and assess compliance with electric power transmission reliability standards and criteria.” It further states that “the Régie has resolved, for the reasons set out above, to mandate NERC and NPCC to develop reliability standards that the Régie adopts for electric power transmission in Québec.”

NPCC, in conformance with Section 4.1 of the 2009 Agreement, develops reliability standards in accordance with the NPCC Regional Standard Processes Manual (formerly named NPCC Regional Reliability Standards Development Procedure). The NPCC standards development considers “the comments and opinions submitted by the Québec reliability coordinator, the electric power carriers and users of electric power transmission services in Québec.” NPCC ensures, in conformance with Section 4.2 of the 2009 Agreement, “that any electric power transmission reliability standards specific to Québec, and/or any variant of such standards specific to Québec, which the reliability coordinator deems necessary to ensure the reliability of electric power transmission in Québec, is as stringent as the NERC reliability standards applicable in the rest of North America.”

On May 26, 2020, Hydro-Québec TransÉnergie, in its Reliability Coordinator function, contacted NPCC to indicate that they identified stylistic changes, minor typos, grammatical issues and errors in the Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2, including the cross-referencing of requirements in the Violation Severity Levels (“VSL”) table. This notification was subsequent to all NERC and Federal Energy Regulatory Commission (“FERC”) approvals.

During NPCC’s consultation with NERC Legal in this matter, NERC indicated that for minor stylistic changes, minor typos, grammatical issues such as punctuation, etc., NERC is now holding them until the next revision of the standard and does not initiate the Errata Process. The Errata Process is now specifically used for issues where clear errors such as incorrect references, decimal points in the wrong place in numbers, etc. could affect the requirements *and adversely impact reliability*. NERC Legal also indicated that FERC approved the standard PRC-006-NPCC-2 with an RD docket “letter order” which means no notice of proposed rulemaking (“NOPR”) or further questions were raised by FERC prior to Commission approval. The standard’s reliability requirements are very clear, augment the NERC Underfrequency Load Shedding (“UFLS”) Continent-wide standard, add more stringent UFLS system and generator performance requirements, and furthermore will support retirement of NPCC’s Directory 12, which will contribute to the efficiency of UFLS study processes in Québec and the NPCC Region. It is important that the standard, like any other, be considered and adopted by the Régie based on the reliability merits. NERC Legal also indicated the standard has been filed with the other Provincial Governmental Authorities.

NPCC agrees the compliance related and stakeholder developed VSLs could be written more concisely. If an abundance of concern over a compliance related element warrants a revision, it would be classified as substantive, not errata, and developed through the NPCC standards development process. The process would begin with a Regional Standards Authorization Request ("RSAR") and take at least 18 months and as long as 24 months for all the requisite steps and approvals of stakeholders, NERC's Board of Trustees, and FERC. Also, it is important to note that VSLs are only used when there is a *violation* of a standard's requirement to help determine penalty and are a compliance element, not a reliability related one. The specificity added in this new version of the standard will further contribute to efficient studies of UFLS performance, full compliance, and benefit reliability of the Québec Interconnection.

In conclusion, NPCC encourages the consideration of the Régie de l'énergie to adopt the PRC-006-NPCC-2 "Automatic Underfrequency Load Shedding" based on the merits of its requirements and contribution to the reliability of Québec. NPCC will also archive the comments received by Hydro-Québec TransÉnergie regarding improvements for the next revision.

July 9, 2020

VIA E-MAIL

Junji Yamaguchi
Hydro Québec TransÉnergie
Reliability Standards and Network Control Frameworks
2 Desjardins Complex, East Tower, 13th Floor
PO Box 10000, Garden Place Station
Montreal QC H5B 1H7
yamaguchi.junji@hydro.qc.ca

Dear Mr. Yamaguchi:

The North American Electric Reliability Corporation ("NERC") is in receipt of your May 26, 2020 request for NERC consideration of errors and errata in Standard PRC-006-NPCC-2 - Automatic Underfrequency Load Shedding and provides the following response to your request.

On January 9, 2020, NERC submitted a Notice of Filing regarding Reliability Standard PRC-006-NPCC-2 to the Régie de l'énergie du Québec. As explained in more detail therein, all procedural requirements were followed in the development of this standard. As Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2, the standard was developed in accordance with the processes set forth in the Northeast Power Coordinating Council ("NPCC") Regional Standard Processes Manual¹ and the NERC Rules of Procedure.² The Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2 was approved by the NPCC Board of Directors on May 1, 2019. Following development of the standard, NERC posted the standard for a 45-day comment period on its website concluding on June 21, 2019. During this comment period, NERC received no comments identifying concerns or deficiencies regarding the conduct of the NPCC development process. The single commenter agreed that NPCC's process was open, inclusive, balanced, transparent, and that due process was followed. On September 5, 2019, the NPCC Board of Directors approved the correction of an errata to the proposed Regional Reliability Standard. Finally, on November 5, 2019, the NERC Board of Trustees adopted PRC-006-NPCC-2.

¹ The NPCC Regional Standard Processes Manual is available at http://www.nerc.com/FilingsOrders/us/Regional%20Delegation%20Agreements%20DL/NPCC_RSDP_20141223.pdf.

² The NERC Rules of Procedure are available at <https://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/Rules-of-Procedure.aspx>.

3353 Peachtree Road NE
Suite 600, North Tower
Atlanta, GA 30326
404-446-2560 | www.nerc.com

Under both the NERC and NPCC standard development processes, the technical content of Reliability Standards is developed by electric industry personnel with expertise in the relevant subject matter area before being posted for public comment and the approval of the ballot body. Through this process, electric industry personnel and other interested parties were able to review and comment upon the technical substance of the Regional Reliability Standard before voting to approve it. NPCC's Standards staff participated as observers in the process of revising the Regional Reliability Standard to provide objective technical input as well as assurance the Regional Reliability Standard process was followed and any stakeholder concerns were addressed. As demonstrated by the completion of the development processes, NPCC and NERC support the Regional Reliability Standard revision.

On May 26, 2020, Hydro-Québec TransÉnergie, in its Reliability Coordinator function, contacted NPCC regarding stylistic changes, minor typos, grammatical issues, and errors in the Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2, especially the cross-referencing of requirements in the Violation Severity Levels (VSL) table, found while translating the standard.

Consequently, NPCC contacted NERC staff to discuss stylistic changes, minor typographical errors, grammatical issues, and other errors noticed in the Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2 by Hydro-Québec TransÉnergie, acting in its Reliability Coordinator function. NERC indicated to NPCC that minor stylistic changes, minor typographical errors, or minor grammatical issues not impacting reliability typically are held until the next revision of the standard. As such, these types of minor revisions would not go through the NERC errata process. While facts and circumstances may vary, the errata process is usually only used for issues where clear errors, such as incorrect references or decimal points in the wrong place in numbers, etc., could affect the requirements and impact reliability. NERC also indicated that FERC approved PRC-006-NPCC-2 with a delegated "letter order" without issuing a notice of proposed rulemaking. This means that FERC determined not to initiate a rulemaking process to propose revisions to the standard and approved the standard as submitted. As a result, NERC requests the Régie consider PRC-006-NPCC-2 based on the reliability merits of the standard.

NERC thanks you for the opportunity to submit this information in support of Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2. Please do not hesitate to contact me if you have any further questions regarding the development of this standard.

Sincerely,

Howard Gugel
NERC Vice President, Engineering and Standards

ANNEXE 3

TABLEAU DES EXIGENCES DE LA NORME PRC-006-NPCC-2 APPLICABLES À L'INTERCONNEXION DE L'EST ET DE CELLES APPLICABLES À L'INTERCONNEXION DU QUÉBEC⁸²

Annexe 3 (6 pages)

S.D.

⁸² Pièce [B-0015](#), R2, p. 8 à 13.

Exigences	Applicable à l'Interconnexion de l'Est	Applicable à l'Interconnexion du Québec
<p>E1. Chaque coordonnateur de la planification du NPCC dans <u>l'Interconnexion de l'Est</u> doit concevoir, pour ses îlots situés entièrement dans la région du NPCC, un programme de DSF dont les caractéristiques de fonctionnement permettent d'empêcher la fréquence de demeurer au dessous de 59,5 Hz pendant plus de 30 secondes, conformément à la figure 1</p>	X	
<p>E2. Chaque coordonnateur de la planification doit communiquer aux distributeurs, aux propriétaires d'installation de production et aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, dans les 30 jours civils suivant la réception d'une demande, le périmètre des îlots de DSF désignés selon la norme NERC PRC 006 de portée continentale relative au DSF</p>	X	X
<p>E3. Chaque distributeur et chaque propriétaire d'installation de transport du NPCC dans <u>l'Interconnexion de l'Est</u> doit mettre en œuvre un programme de DSF automatique qui reflète les conditions normales d'exploitation, à l'exclusion des indisponibilités. Le programme de DSF automatique doit être mis en œuvre îlot par îlot, pour chaque îlot désigné selon la norme PRC 006 de portée continentale de la NERC relative au DSF, selon les modalités suivantes [...]</p>	X	
<p>E4. Chaque distributeur ou propriétaire d'installation de transport du NPCC dans <u>l'Interconnexion de l'Est</u> qui ne respecte pas les paramètres de programme de DSF prescrits aux tableaux 1 à 3 de l'annexe C, et chaque distributeur ou propriétaire d'installation de transport dans <u>l'Interconnexion du Québec</u> qui ne respecte pas les paramètres de programme de DSF spécifiés par son coordonnateur de la planification, doit : [...]</p>	X	X

Exigences	Applicable à l'Interconnexion de l'Est	Applicable à l'Interconnexion du Québec
<p>E5. Chaque coordonnateur de la planification doit établir, et réexaminer au moins une fois toutes les cinq années civiles, les seuils de blocage (notamment la tension, le courant et le délai) qui doivent être utilisés dans le programme de DSF de sa région.</p>	X	X
<p>E6. Chaque coordonnateur de la planification doit transmettre à chaque propriétaire d'installation de transport et à chaque distributeur dans sa zone de coordonnateur de la planification les seuils de blocage applicables dans les 30 jours civils suivant tout changement.</p>	X	X
<p>E7. Chaque distributeur et chaque propriétaire d'installation de transport qui reçoit une notification selon l'exigence E6 doit établir et soumettre un plan de mise en œuvre relatif aux seuils de blocage, pour approbation par le coordonnateur de la planification, dans les 90 jours civils suivant la demande du coordonnateur de la planification.</p>	X	X
<p>E8. Chaque distributeur et chaque propriétaire d'installation de transport doit mettre en place les seuils de blocage transmis par son coordonnateur de la planification selon l'exigence E6, conformément au plan de mise en œuvre approuvé par le coordonnateur de la planification selon l'exigence E7.</p>	X	X

Exigences	Applicable à l'Interconnexion de l'Est	Applicable à l'Interconnexion du Québec
<p>E9. Chaque distributeur et chaque propriétaire d'installation de transport doit, tous les ans (mais sans dépasser 15 mois entre les mises à jour), transmettre à son coordonnateur de la planification des documents indiquant la charge nette réelle qui aurait été délestée par les relais de DSF à chaque stade du programme de DSF. La charge nette réelle doit correspondre à la charge nette intégrée de la pointe horaire de l'entité pour l'année précédente, cette valeur étant déterminée par mesure ou par calcul de la charge passant par les interrupteurs dont les relais de DSF commanderaient l'ouverture. En l'absence de données de mesure, on peut utiliser des données obtenues par calcul.</p>	X	X
<p>E10. Chaque propriétaire d'installation de production doit régler chaque relais de déclenchement en sous-fréquence de groupe de production, si un tel relais existe, à une valeur égale ou inférieure à la courbe appropriée de déclenchement des groupes de production de la figure 2, sauf si les exigences E13 ou E16 l'en exemptent.</p>	X	X
<p>E11. Chaque propriétaire d'installation de production doit communiquer les réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production et leur temporisation dans un délai de 45 jours civils après en avoir reçu la demande de son coordonnateur de la planification.</p>	X	X
<p>E12. Chaque propriétaire d'installation de production ayant un nouveau groupe de production, ou encore un groupe existant dont la capacité nette a été accrue de plus de 10 %, doit : [...]</p>	X	X

Exigences	Applicable à l'Interconnexion de l'Est	Applicable à l'Interconnexion du Québec
<p>E13. Dans le cas des groupes de production non nucléaire qui étaient en service avant le 1er juillet 2015, et dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2 :</p>	X	X
<p>13.1. Dans le cas des groupes de production non nucléaire qui étaient en service avant le 1er juillet 2015, et dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2 :Chaque propriétaire d'installation de production doit communiquer à son coordonnateur de la planification les réglages existants de la protection en sous-fréquence et toute modification qui leur est apportée, ainsi que la justification technique des réglages.</p>	X	X
<p>13.2. Chaque coordonnateur de la planification de l'Ontario, <u>du Québec</u> et des provinces maritimes doit demander que soit assuré, par un distributeur ou un propriétaire d'installation de transport et conformément à l'annexe A, un délestage compensatoire suffisant pour compenser la perte de groupes de production dans le cas d'un déclenchement précoce à l'intérieur de l'îlot de DSF désigné par le coordonnateur de la planification à l'exigence E2.</p>	X ³	X

³ Uniquement à l'Ontario et aux provinces maritimes dans l'Interconnexion de l'Est

Exigences	Applicable à l'Interconnexion de l'Est	Applicable à l'Interconnexion du Québec
<p>13.3. Chaque propriétaire d'installation de production dans les zones de coordonnateur de la planification de l'ISO New England (ISO NE) et du New York Independent System Operator (NYISO) doit demander que soit assuré, par un distributeur ou un propriétaire d'installation de transport et conformément à l'annexe B, un délestage suffisant pour compenser la perte de groupes de production dans le cas d'un déclenchement précoce à l'intérieur de l'îlot de DSF désigné par le coordonnateur de la planification à l'exigence E2.</p>	X ⁴	
<p>E14. Chaque coordonnateur de la planification de l'Ontario, du Québec et des provinces maritimes doit s'appuyer sur les critères de l'annexe A pour déterminer le délestage compensatoire prescrit à l'alinéa 13.3 pour les groupes de production dans sa zone respective du NPCC.</p>	X ⁵	X
<p>E15. Chaque propriétaire d'installation de production, distributeur et propriétaire d'installation de transport dans les zones de coordonnateur de la planification de l'ISO NE et du NYISO doit s'appuyer sur les critères de l'annexe B pour déterminer le délestage compensatoire prescrit à l'alinéa 13.4 pour les groupes de production dans sa zone respective du NPCC.</p>	X ⁶	

4 Uniquement les régions de ISO NE et NYISO dans l'Interconnexion de l'Est

5 Uniquement à l'Ontario et aux provinces maritimes dans l'Interconnexion de l'Est

6 Uniquement les régions de ISO NE et NYISO dans l'Interconnexion de l'Est

Exigences	Applicable à l'Interconnexion de l'Est	Applicable à l'Interconnexion du Québec
<p>E16. Chaque propriétaire d'installation de production ayant des centrales nucléaires qui comportent des groupes de production dont les relais de déclenchement en sous-fréquence sont réglés au dessus de la courbe de déclenchement des groupes de production de l'Interconnexion de l'Est à la figure 2, selon les critères de conception utilisés pour l'obtention du permis, doit : [...]</p>	<p>X</p>	<p>X⁷</p>

⁷ Aucun groupe de production nucléaire n'est présentement inscrit au Registre des entités visées au Québec