

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2026-103	R-4233-2023	15 septembre 2026
------------	-------------	-------------------

PRÉSENT :

Steeves Demers
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision sur le fond

Demande d'adoption de la norme de fiabilité TPL-001-5.1

Demanderesse :

Hydro-Québec
représentée par M^e Pierre Chabot.

Personne intéressée :

Rio Tinto Alcan inc. (RTA)
représentée par M^e Pierre D. Grenier.

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION	6
2	CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE.....	11
3	MISE EN CONTEXTE DE LA DEMANDE.....	11
4	NORME DE FIABILITÉ TPL-001-5.1.....	12
4.1	APPLICABILITÉ ET OBJET	12
4.2	CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE AU QUÉBEC	14
4.3	ÉVALUATION DE LA PERTINENCE	14
4.3.1	Ordonnance 754 de la FERC.....	15
4.3.2	Ordonnance 786 de la FERC.....	16
4.3.3	Référence aux normes MOD.....	17
4.3.4	<i>Errata</i> menant à la TPL-001-5.1	17
4.4	DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC	18
4.4.1	Dispositions particulières relatives au champ d’application et aux catégories d’événements du Tableau 1 de la Norme	18
4.4.2	Autres dispositions particulières.....	22
4.5	ÉVALUATION DE L’IMPACT	24
4.5.1	Norme de performance et plan d’actions correctives	24
4.5.2	Commentaires de RTA sur l’impact potentiel de la Norme sur les installations visées	27
4.6	DATE D’ENTRÉE EN VIGUEUR	32
5	REGISTRE	34
	DISPOSITIF	36
	ANNEXE 1.....	38

LISTE DES ABRÉVIATIONS, ACRONYMES ET SIGNES CONVENTIONNELS

BES	<i>Bulk Electric System</i> (système de production-transport d'électricité)
BPS	<i>Bulk Power System</i> (réseau « bulk » ou réseau « Bulk »)
c.a.	Courant alternatif
c.c.	Courant continu
DDR	Demande de renseignements
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
HT	Haute tension
kV	kilovolt
MOD	Famille de normes NERC « <i>Modeling, Data, and Analysis</i> »
M\$	Million de dollars
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
NPCC	<i>Northeast Power Coordinating Council</i>
PC	<i>Planning Coordinator</i> (coordonnateur de la planification ou Planificateur)
PRC	Famille de normes NERC « <i>Protection and Control</i> »
RTA inc.	Rio Tinto Alcan inc.
RTP	Réseau de transport principal
THT	Très haute tension
TP	<i>Transmission Planner</i> (planificateur de réseau de transport ou Planificateur)
TPL	Famille de normes NERC « <i>Transmission Planning</i> »

1 INTRODUCTION

[1] Le 4 juillet 2023, Hydro-Québec, par sa direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau, désignée à titre de coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande¹ visant l'adoption de la norme de fiabilité TPL-001-5.1 « *Critères de comportement pour la planification du réseau de transport* » (la Norme) de la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) et de son annexe Québec (l'Annexe Québec), dans leurs versions françaises et anglaises². Cette demande est déposée en vertu des articles 31 (5°), 85.2, 85.6, 85.7 et 85.13 (1°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)³.

[2] Comme corollaire à l'adoption de la Norme, le Coordonnateur demande le retrait de la norme de fiabilité TPL-001-4 et de son annexe Québec, dans leurs versions françaises et anglaises. Il demande également d'approuver le *Registre des entités visées par les normes de fiabilité*⁴ (le Registre) et de fixer les dates des entrées en vigueur de la Norme, de son Annexe Québec et du Registre.

[3] Le 13 septembre 2023, RTA informe la Régie qu'elle « *n'interviendra pas au nouveau dossier mentionné en rubrique puisqu'à ce stade elle ne voit pas d'enjeu concernant la portée ou la mise en application de la norme de fiabilité TPL-001-5.1 visée par la demande du Coordonnateur de la fiabilité. Cependant, RTA réserve ses droits d'intervenir si le champ d'application de cette norme devait être modifié ou que des éléments nouveaux devaient être intégrés dans ce dossier* »⁵.

¹ Pièce [B-0002](#). Le Coordonnateur dépose une version amendée de sa demande le 29 août 2025 (pièce [B-0061](#)), une version réamendée le 29 octobre 2025 (pièce [B-0072](#)), une seconde version réamendée le 12 novembre 2025 (pièce [B-0087](#)) ainsi qu'une version révisée de sa demande réamendée le 18 décembre 2025 (pièce [B-0094](#)).

² Pièces [B-0009](#), [B-0011](#) et [B-0013](#). Le Coordonnateur dépose une version révisée de l'annexe Québec le 24 janvier 2024 (pièce [B-0029](#)), une version révisée de la norme TPL-001-5.1 et de son Annexe Québec le 29 août 2025 (pièces [B-0056](#), [B-0058](#) et [B-0059](#)), et une version révisée de l'Annexe Québec, le 18 décembre 2025 (pièce [B-0100](#)) et le 31 mars 2026 (pièce [B-0132](#)).

³ [RLRQ, c. R-6.01](#).

⁴ Pièces [B-0078](#) et [B-0081](#). Le Coordonnateur dépose une version révisée du Registre, en versions française et anglaise, le 31 mars 2026 (Pièces [B-0134](#) et [B-0137](#)).

⁵ Pièce [C-RTA-0001](#).

[4] Le 9 avril 2024, le Coordonnateur transmet une correspondance à la Régie⁶, par laquelle il demande une suspension du dossier afin de permettre au *coordonnateur de la planification (PC)* de réaliser une étude relative à l'impact de l'élargissement du champ d'application de la Norme au réseau de transport principal (RTP)⁷.

[5] Le 3 mai 2024, à la suite de l'audience tenue le 28 mars 2024 la Régie accueille, par sa décision D-2024-045⁸, la demande de suspension du Coordonnateur et suspend le dossier jusqu'à la plus rapprochée des deux dates entre la date du dépôt de la demande d'adoption de la Norme, « *incluant les conclusions de l'étude du Planificateur sur l'éventuel élargissement de son champ d'application au RTP ou la date du 30 juin 2025* »⁹.

[6] Le 27 juin 2025, le Coordonnateur transmet une correspondance par laquelle il informe la Régie qu'il ne déposera pas sa demande d'adoption le 30 juin « *puisque certaines démarches doivent être complétées* ». Il informe alors la Régie qu'il entend tenir une consultation publique du 14 juillet au 4 août 2025 en lien avec le champ d'application de la Norme et qu'il procèdera subséquemment au dépôt de la demande d'adoption de la Norme¹⁰. Le Coordonnateur justifie ce report « *par la nécessité de consultations supplémentaires avec les parties prenantes à l'interne de notre organisation pour garantir que tous les aspects techniques et réglementaires soient pleinement pris en compte* »¹¹.

[7] Le 29 août 2025, le Coordonnateur dépose une demande amendée¹² en suivi de la décision D-2024-045.

⁶ Pièce [B-0046](#), p. 1.

⁷ Pièce [B-0062](#). Le Coordonnateur dépose une version révisée de l'*Étude de l'impact de l'élargissement du champ d'application de la norme TPL -001-5.1 au RTP* le 18 décembre 2025 (pièce [B-0104](#)) et une seconde version révisée, en suivi des modifications uniquement, le 22 janvier 2026 (pièce [B-0118](#)).

⁸ Décision [D-2024-045](#), p. 9, par. 28.

⁹ Pièce [A-0017](#).

¹⁰ Pièce [B-0047](#).

¹¹ Pièce [B-0048](#).

¹² Pièce [B-0061](#).

[8] Le Coordonnateur demande de rendre une ordonnance de confidentialité et d'interdire la publication et la diffusion de certaines pièces au dossier¹³. À cet effet, le Coordonnateur dépose plusieurs pièces sous pli confidentiel, soit :

- *L'Étude de l'impact de l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au RTP* (l'Étude);
- L'Annexe I : Liste des postes et éléments du *Bulk Power System* (BPS) selon le critère A-10;
- L'Annexe V : Carte de répartition des régions;
- Le schéma GEN S-500;
- La pièce jointe n° 1 de la note interne du Planificateur;
- La pièce jointe n° 2 de la note interne du Planificateur;
- Le Registre, en suivi des modifications dans ses versions française et anglaise.

Le Coordonnateur demande également à la Régie d'ordonner le traitement confidentiel des renseignements qui y sont contenus, pour les motifs qu'il invoque¹⁴.

[9] Le 1^{er} octobre 2025, la Régie demande au Coordonnateur de lui fournir certaines informations complémentaires¹⁵ pour donner suite à sa demande amendée.

[10] Le 15 octobre 2025, le Coordonnateur fait suite à la correspondance de la Régie et l'informe qu'il a l'intention de réamender sa demande d'adoption de la Norme pour y inclure une demande de modification du Registre¹⁶. Le Coordonnateur dépose sa demande réamendée le 29 octobre 2025¹⁷.

¹³ Pièce [B-0094](#), p. 6.

¹⁴ Pièce [B-0094](#), p. 6.

¹⁵ Pièce [A-0021](#).

¹⁶ Pièce [B-0070](#), p. 2.

¹⁷ Pièce [B-0072](#).

[11] Le 12 novembre 2025, le Coordonnateur dépose une version révisée de la demande réamendée afin de modifier une conclusion recherchée¹⁸.

[12] Le 13 novembre 2025, la Régie publie sur son site internet un nouvel avis aux personnes intéressées¹⁹ dans lequel elle indique que cette demande sera traitée par voie de consultation. Le Coordonnateur confirme la diffusion de l'avis sur son site internet le 25 novembre 2025²⁰ et l'entité RTA soumet ses commentaires le 12 décembre 2025²¹.

[13] Le 14 novembre 2025, la Régie transmet au Coordonnateur une quatrième demande de renseignements (DDR n° 4) en version caviardée et sous pli confidentiel²², à laquelle ce dernier répond le 18 décembre 2025²³.

[14] Le 18 décembre 2025, le Coordonnateur dépose une version révisée de la demande réamendée (la Demande)²⁴ ainsi que plusieurs pièces révisées.

[15] Le 12 février 2026, afin de donner suite aux correspondances échangées avec le Coordonnateur et aux commentaires de RTA, la Régie convoque le Coordonnateur et RTA à une séance de travail le 25 février 2026²⁵. La Régie dépose la liste des engagements pris par les participants lors de cette séance de travail²⁶.

[16] Le Coordonnateur dépose ses réponses aux engagements pris lors de la séance de travail le 31 mars 2026²⁷. RTA dépose, quant à lui, la réponse à son engagement le 8 avril 2026²⁸.

¹⁸ Pièce [B-0087](#).

¹⁹ Pièce [A-0023](#).

²⁰ Pièce [B-0091](#).

²¹ Pièce [C-RTA-0004](#).

²² Pièces [A-0025](#) et [A-0026](#).

²³ Pièces [B-0109](#) et [B-0110](#). Le Coordonnateur dépose une version révisée de ces pièces le 22 décembre 2026 (pièces [B-0116](#) et [B-0119](#)).

²⁴ Pièce [B-0094](#).

²⁵ Pièce [A-0035](#).

²⁶ Pièce [A-0037](#).

²⁷ Pièce [B-0129](#).

²⁸ Pièce [C-RTA-0008](#). RTA dépose une version révisée de cette pièce le 28 avril 2026 (pièce [C-RTA-0009](#)).

[17] Le 23 avril 2026, la Régie demande à RTA des clarifications sur sa réponse à l'engagement pris lors de la séance de travail²⁹.

[18] Le 28 avril 2026, RTA dépose une version révisée³⁰ de sa réponse à l'engagement pris, ainsi que le document de la NERC *Protection System Reliability - Redundancy of Protection System Elements*³¹. RTA dépose une version révisée de ce document le 14 mai 2026³².

[19] Le 5 juin 2026, la Régie informe le Coordonnateur et RTA qu'elle devra procéder à la nomination d'un nouveau régisseur, afin de poursuivre l'examen du dossier³³. RTA et le Coordonnateur consentent à cette démarche les 8 et 9 juin 2026 respectivement³⁴.

[20] Le 12 juin 2026, la Régie fait suite aux réponses aux engagements déposées par le Coordonnateur et RTA³⁵.

[21] Le 13 juillet 2026, le Coordonnateur dépose les informations complémentaires demandées par la Régie³⁶. Le même jour, RTA répond à la correspondance de la Régie³⁷.

[22] Le 29 juillet 2026, la Régie transmet une correspondance au Coordonnateur sur le caractère confidentiel de certaines parties de l'Étude³⁸. Le Coordonnateur répond à cette correspondance le 7 août 2026³⁹.

²⁹ Pièce [A-0039](#).

³⁰ Pièce [C-RTA-0009](#).

³¹ Pièce [C-RTA-0010](#).

³² Pièce [C-RTA-0011](#).

³³ Pièce [A-0040](#).

³⁴ Pièces [C-RTA-0012](#) et [B-0143](#). RTA dépose une version révisée de son consentement le 8 juin 2026 (pièce [C-RTA-0013](#)).

³⁵ Pièce [A-0042](#).

³⁶ Pièce [B-0144](#).

³⁷ Pièce [C-RTA-0014](#).

³⁸ Pièce [A-0043](#).

³⁹ Pièce [B-0152](#).

[23] Le 31 juillet 2026, la Régie transmet une correspondance au Coordonnateur relative au Registre et à l'Annexe Québec de la Norme⁴⁰. Le Coordonnateur y répond le 10 août 2026⁴¹ et dépose une version révisée de l'Annexe Québec, en versions française et anglaise, ainsi qu'une version révisée du Registre en version française⁴².

[24] Le 19 août 2026, le Coordonnateur dépose une version révisée du Registre, en versions française et anglaise⁴³.

[25] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la Demande du Coordonnateur.

2 CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[26] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie accueille la Demande du Coordonnateur en ce qui a trait à l'adoption de la Norme ainsi que de son Annexe Québec, dans leurs versions françaises et anglaises. La Régie approuve le Registre et fixe les dates d'entrée en vigueur demandées par le Coordonnateur. La Régie réserve sa décision sur le traitement confidentiel des pièces énumérées au paragraphe 8 de la présente décision.

3 MISE EN CONTEXTE DE LA DEMANDE

[27] La Norme remplace la norme TPL-001-4 adoptée par la Régie dans sa décision D-2017-110⁴⁴ et qui est en vigueur au Québec depuis le 1^{er} octobre 2017⁴⁵.

⁴⁰ Pièce [A-0044](#).

⁴¹ Pièce [B-0155](#).

⁴² Pièces [B-0158](#), [B-0159](#) et [B-0160](#).

⁴³ Pièces [B-0164](#) et [B-0165](#). Le Coordonnateur dépose également une version caviardée et sous pli confidentiel de la version anglaise du Registre en suivi des modifications (pièces [B-0166](#) et [B-0167](#)).

⁴⁴ Dossier R-3944-2015, décision [D-2017-110](#), p. 111, par. 443.

⁴⁵ Pièce [B-0089](#), p. 5.

[28] La Demande a, notamment, pour objectif d'assurer la fiabilité du *réseau* électrique du Québec⁴⁶. De plus, les révisions et clarifications proposées au texte de la Norme sont des améliorations de la version précédente de la norme TPL-001⁴⁷.

[29] La Norme a été adoptée par le conseil d'administration de la NERC le 7 novembre 2018 et approuvée par la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) le 23 janvier 2020 dans sa lettre d'ordonnance RM19-10-000. La Norme est en vigueur aux États-Unis depuis le 1^{er} juillet 2023⁴⁸.

[30] Le Coordonnateur a tenu une seconde consultation publique afin de présenter un résumé de l'Étude avec le rehaussement du niveau de tension « très haute tension » (THT) à 400 kV pour la note 3 du tableau 1 de la Norme (Tableau 1)⁴⁹, et afin que seuls les événements P0, P1 et P5 de ce Tableau 1 s'appliquent au niveau de tension « haute tension » (HT)⁵⁰. Au terme de cette seconde consultation, les entités Hydro-Québec et RTA ont transmis des commentaires au Coordonnateur⁵¹.

4 NORME DE FIABILITÉ TPL-001-5.1

4.1 APPLICABILITÉ ET OBJET

[31] Le Coordonnateur soumet, pour adoption par la Régie, la Norme⁵², approuvée par la FERC⁵³, ainsi que son Annexe Québec⁵⁴.

⁴⁶ Pièce [B-0089](#), p. 5.

⁴⁷ Pièce [B-0089](#), p. 5.

⁴⁸ Pièce [B-0146](#), p. 2 et 3.

⁴⁹ *Tableau 1 – Comportement en régime permanent et en stabilité*, pièce [B-0056](#), p. 20 à 27.

⁵⁰ Pièce [B-0051](#), p. 8 et 9.

⁵¹ Pièce [B-0055](#), p. 1.

⁵² Pièce [B-0056](#), p. 1.

⁵³ Pièce [B-0146](#), p. 3.

⁵⁴ Pièce [B-0132](#).

[32] La Norme vise à établir des critères de comportement pour la planification du réseau de transport dans l'horizon de planification, afin de développer le *système de production-transport d'électricité (BES)* pour qu'il fonctionne de façon fiable dans une grande variété de conditions de *réseau* et malgré des contingences probables très variées⁵⁵. Les fonctions de fiabilité visées par la Norme sont le *coordonnateur de la planification (PC)* et le *planificateur de réseau de transport (TP)*, toutes deux assumées par l'entité Hydro-Québec au Québec⁵⁶ et désignées comme « le Planificateur ».

[33] Le Coordonnateur précise qu'il n'y a eu aucun changement relatif aux fonctions visées par la Norme par rapport à sa version précédente, soit la norme TPL-001-4⁵⁷.

[34] Les modifications intégrées dans la nouvelle version de la Norme visent principalement à⁵⁸ :

- Harmoniser le régime de fiabilité québécois avec ceux des territoires voisins;
- Clarifier des enjeux de fiabilité liés aux points de défaillance uniques⁵⁹ dans les *systèmes de protection*;
- Traiter la préoccupation selon laquelle des indisponibilités pour maintenance planifiée d'installations significatives soient exclues des *évaluations de la planification* futures avec le seuil de six mois prévu à l'exigence E1.1.2 de la norme TPL-001-4.
- S'assurer que les évaluations concernant les équipements critiques dont le temps de livraison est long soient réalisées, conformément à la stratégie de l'entité en matière d'équipements de rechange.

⁵⁵ Pièce [B-0146](#), p. 1.

⁵⁶ Pièce [B-0146](#), p. 1.

⁵⁷ Pièce [B-0146](#), p. 1.

⁵⁸ Pièces [B-0089](#), p. 5 et [B-0146](#), p. 7 et 8.

⁵⁹ Pièce [B-0131](#), p. 2, note de bas de page 3 : « Un point de défaillance unique en électricité peut correspondre à un composant d'un système, tel un composant d'un système de protection, pour lequel une défaillance dudit composant pourrait entraîner une panne complète du système ».

- Modifier les références aux normes de la famille MOD (Modélisation, données et analyse) à la suite du retrait des normes de fiabilité MOD-010 et MOD-012 aux États-Unis.
- Corriger l'*errata* ayant mené à la version 5.1 de la norme de fiabilité TPL-001.

4.2 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE AU QUÉBEC

[35] La Norme déposée pour adoption au présent dossier remplace la norme TPL-001-4 actuellement en vigueur au Québec, adoptée par la Régie dans sa décision D-2017-110 et en vigueur depuis le 1^{er} octobre 2017⁶⁰.

[36] Le Coordonnateur demande, comme corollaire de l'adoption de la Norme, le retrait de sa version antérieure, et ce, dès l'entrée en vigueur des normes visées par la Demande.

4.3 ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

[37] La norme de fiabilité TPL-001 exige du *coordonnateur de la planification (PC)* et du *planificateur de réseau de transport (TP)*, soit le Planificateur, d'effectuer une *évaluation de la planification* annuelle pour leur portion du réseau de transport, et ce, pour une variété de conditions de *réseau* et *contingences* décrites dans cette norme. Elle utilise une approche basée sur le risque pour l'étude des contingences et requiert des actions correctives si le *réseau* d'une entité ne rencontre pas les exigences de cette norme TPL-001⁶¹.

⁶⁰ Dossier R-3944-2015, décision [D-2017-110](#), p. 111, par. 443.

⁶¹ Pièce [B-0146](#), p. 6 et 7.

[38] Le Coordonnateur explique que la Norme est la résultante des recommandations de deux comités de la NERC, en réponse à une ordonnance de la FERC⁶² et de directives provenant également de la FERC⁶³.

4.3.1 ORDONNANCE 754 DE LA FERC

[39] Par son Ordonnance 754⁶⁴, la FERC a demandé à la NERC de formuler des recommandations à l'égard de l'étude des points de défaillance uniques dans les systèmes de protection. Ces recommandations ont mené à la révision des éléments suivants dans la Norme⁶⁵ :

- La catégorie P5 « *Contingence multiple* » du Tableau 1 requiert maintenant qu'une entité de planification évalue l'impact sur son *réseau de l'élimination retardée d'un défaut* lors de la défaillance d'un composant non redondant⁶⁶ d'un *système de protection* agissant sur un élément en *défaut* pour l'exploiter tel que conçu;
- Une entité de planification doit maintenant évaluer l'impact sur son *réseau* d'un défaut triphasé avec défaillance d'un composant non redondant d'un *système de protection* résultant en l'élimination retardée d'un défaut pour les événements extrêmes de stabilité 2.a à 2.h du Tableau 1⁶⁷;
- La note 13 du Tableau 1 a été modifiée, pour maintenant spécifier l'équipement d'un *système de protection* devant être considéré pour l'évaluation des événements de la catégorie P5 et les événements extrêmes de stabilité 2.e à 2.h⁶⁸.

[40] Bien que les risques associés aux points de défaillance uniques soient plus faibles pour les *réseaux* à plus haut niveau de tension, le Coordonnateur est d'accord avec la

⁶² Pièce [B-0146](#), p. 2.

⁶³ Pièce [B-0146](#), p. 3.

⁶⁴ Pièce [B-0146](#), p. 2.

⁶⁵ Pièce [B-0146](#), p. 7.

⁶⁶ Pièce [B-0056](#), p. 27.

⁶⁷ Pièce [B-0056](#), p. 24.

⁶⁸ Pièce [B-0056](#), p. 27.

conclusion du Rapport de la NERC⁶⁹, qui mentionne que le risque est suffisant pour modifier la norme TPL-001 et que l'identification des *systèmes de protection* où des points de défaillance uniques pourraient exister va permettre de diminuer le risque d'*impact négatif sur la fiabilité*⁷⁰.

4.3.2 ORDONNANCE 786 DE LA FERC

[41] Le Coordonnateur explique que la Norme donne aussi suite à deux directives de l'Ordonnance 786⁷¹ de la FERC⁷² :

- Modifier la norme de fiabilité TPL-001, afin d'adresser la préoccupation selon laquelle le seuil de six mois à l'exigence E1.1.2 pourrait exclure les indisponibilités pour maintenance planifiée d'installations significatives des *évaluations de la planification* futures;
- S'assurer que la prochaine révision de la norme de fiabilité TPL-001 exige à l'entité concernée d'effectuer une évaluation concernant les équipements critiques dont le temps de livraison est long, et ce, conformément à la stratégie de l'entité en matière d'équipements de rechange.

[42] Le Coordonnateur est d'avis que ces modifications à la norme TPL-001-4 améliorent la planification du *réseau* en considérant les indisponibilités pour une maintenance planifiée de moins de six mois pouvant avoir un impact non négligeable sur la capacité du *réseau* à répondre à la *charge*, et ce, même en période hors pointe. Le Coordonnateur estime que le fait de considérer l'indisponibilité d'équipements critiques à long délai de livraison dans l'*évaluation de planification* est aussi pertinent pour le Québec⁷³.

⁶⁹ Pièce [B-0146](#), p. 2 et 7.

⁷⁰ Pièce [B-0146](#), p. 7.

⁷¹ Pièce [B-0146](#), p. 2.

⁷² Pièce [B-0146](#), p. 7 et 8.

⁷³ Pièce [B-0146](#), p. 7.

4.3.3 RÉFÉRENCE AUX NORMES MOD

[43] Le Coordonnateur explique que le Projet 2015-10 *Single Points of Failure* de la NERC⁷⁴ a été modifié en juillet 2016 lorsque les normes de fiabilité MOD-010 et MOD-012 ont été retirées. Toute mention de ces normes à l'exigence E1 de la norme TPL-001-4 a ainsi été modifiée, pour faire référence à la norme de fiabilité MOD-032⁷⁵.

[44] Cette modification était déjà inscrite à l'annexe Québec de la norme TPL-001-4 en vigueur. Le Coordonnateur est d'avis que cet ajout à la norme est pertinent au Québec et lui permet de retirer une disposition particulière de l'Annexe Québec de la Norme⁷⁶.

4.3.4 ERRATA MENANT À LA TPL-001-5.1

[45] Le Coordonnateur mentionne également qu'une coquille de forme dans la numérotation de l'exigence E2.1.4 de la Norme a mené à sa version 5.1, à la suite de cette correction⁷⁷.

Opinion de la Régie

[46] À la lumière des justifications fournies par le Coordonnateur, la Régie juge que la Norme est pertinente pour le Québec. De plus, elle note que RTA ne s'oppose pas à son adoption, ni au retrait de sa version précédente, tel que demandé par le Coordonnateur.

[47] La Régie partage l'avis du Coordonnateur selon lequel les modifications à la Norme découlant des recommandations de la NERC et des ordonnances de la FERC sont pertinentes pour le Québec et améliorent la planification du *réseau*.

⁷⁴ Pièce [B-0146](#), p. 2 et 8.

⁷⁵ Pièce [B-0146](#), p. 8.

⁷⁶ Pièce [B-0146](#), p. 8.

⁷⁷ Pièce [B-0146](#), p. 8.

4.4 DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

4.4.1 DISPOSITIONS PARTICULIÈRES RELATIVES AU CHAMP D'APPLICATION ET AUX CATÉGORIES D'ÉVÉNEMENTS DU TABLEAU 1 DE LA NORME

[48] Le Coordonnateur propose d'élargir le champ d'application de la Norme du *BPS* au *RTP*⁷⁸. Pour donner suite au fait que la Régie a pris acte de la *méthodologie d'identification des éléments du réseau de transport principal* dans sa décision D-2023-128⁷⁹, le Planificateur a réalisé l'Étude⁸⁰ visant à évaluer l'impact de l'élargissement du champ d'application de la Norme au *RTP*. Plusieurs scénarios ont été considérés et le choix final a été retenu sur la base des critères suivants considérés : le gain en fiabilité, l'harmonisation avec les réseaux voisins et les critères économiques⁸¹.

[49] Afin d'identifier les renforcements nécessaires pour assurer la conformité du *RTP* à la Norme, le Planificateur a étudié plusieurs scénarios pour le champ d'application de la norme TPL-001, en vue de déterminer les dispositions particulières pour son application au Québec⁸².

[50] Le premier scénario analysé consiste à élargir le champ d'application de la Norme du *BPS* au *RTP*, sans apporter de restriction particulière par rapport à la norme NERC. Le Planificateur a déterminé que cette solution nécessiterait l'ajout de 39 disjoncteurs, 16 *automatismes de réseau* et la mise à niveau des *systèmes de protection* dans 11 postes, pour un coût total de l'ordre de 700 M\$⁸³. Pour le Coordonnateur, la solution retenue se doit, entre autres, de reposer sur la raisonnable, ce qui se traduit par une analyse coût-bénéfice. D'un point de vue financier, il estime que cette solution est jugée excessive « *au regard du bénéfice additionnel limité* »⁸⁴. Du point de vue de la fiabilité, le Planificateur soutient, quant à lui, que « *l'intégration d'automatismes de réseau, de disjoncteurs et*

⁷⁸ Pièce [B-0146](#), p. 3 et 4.

⁷⁹ Dossier R-4190-2022, décision [D-2023-128](#), p. 34, par. 123.

⁸⁰ Pièce [B-0032](#), p. 2.

⁸¹ Pièce [B-0126](#), p. 5.

⁸² Pièce [B-0107](#), p. 4 et 5.

⁸³ Pièce [B-0063](#), p. 1.

⁸⁴ Pièce [B-0140](#), p. 9, R3.3.1.

d'autres solutions pour rencontrer les exigences de la norme TPL-001-5.1 accroît la complexité de l'exploitation du réseau »⁸⁵.

[51] Considérant les conclusions de ce premier scénario, le Planificateur a procédé à l'évaluation d'un second scénario. Ce nouveau scénario a évalué la modification du seuil de tension THT à 400 kV plutôt que 300 kV retenu par la NERC, ce qui autoriserait l'utilisation d'automatismes entraînant une perte de charge non subordonnée pour couvrir plusieurs événements problématiques⁸⁶. Ce scénario permettrait ainsi de remplacer les ajouts de disjoncteurs par l'ajout d'*automatismes de réseau*, portant le total à 25 *automatismes de réseau*. L'impact monétaire, dans ce scénario, est évalué à environ 200 M\$. Le Planificateur explique toutefois que « *le développement de 25 automatismes de réseau nécessiterait de mobiliser d'importantes ressources d'ingénierie* »⁸⁷.

[52] De plus, en réponse à l'engagement n° 1 pris lors de la séance de travail du 25 février 2026, le Coordonnateur indique que les automatismes prévus dans ce scénario sont des automatismes à impact limité⁸⁸ au sens de la norme de fiabilité PRC-012-2⁸⁹ et que le Québec compte actuellement, à titre de référence, 20 automatismes de *réseau* dont 9 à impact limité. Le Coordonnateur spécifie que « *[l']ajout de 25 automatismes de réseau à impact limité représenterait donc une augmentation importante de leur nombre et accroîtrait la complexité de l'exploitation du réseau* »⁹⁰.

[53] De plus, en réponse à la DDR n° 4 sur l'enjeu des automatismes, le Coordonnateur précise que l'expérience observée sur des réseaux voisins démontre qu'une forte présence d'automatismes peut accroître la complexité opérationnelle et, par conséquent, affecter la fiabilité du *réseau*. Le Planificateur, conscient de ces enjeux, préconise une approche prudente quant à l'ajout d'automatismes⁹¹ sur le *réseau*. Pour toutes ces raisons, ce scénario n'a pas été retenu.

⁸⁵ Pièce [B-0069](#), p. 4.

⁸⁶ Pièce [B-0069](#), p. 4.

⁸⁷ Pièce [B-0063](#), p. 1.

⁸⁸ Pièce [B-0129](#), p. 1, R1.

⁸⁹ Norme de fiabilité [PRC-012-2](#), p. 16. Un automate de réseau désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des déclenchements en cascade, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES.

⁹⁰ Pièce [B-0129](#), p. 1, R1.

⁹¹ Pièce [B-0140](#), p. 4, R1.3.

[54] D'autres scénarios ont par la suite été évalués avec l'objectif de réduire les impacts de l'élargissement du champ d'application tout en préservant la fiabilité du *réseau*.

[55] Le scénario conjointement recommandé par le Planificateur et le Coordonnateur consiste à modifier le seuil de tension pour le niveau THT à 400 kV plutôt que 300 kV retenu par la NERC et à restreindre certaines catégories d'événements présentées au Tableau 1⁹² sur le réseau HT du *RTP*, pour ne traiter que des catégories d'événements P0 (aucune contingence), P1 (contingence simple) et P5 (défaut avec le non-fonctionnement d'un composant non redondant d'un système de protection)⁹³ ainsi que les événements extrêmes⁹⁴. Le Planificateur soutient qu'Hydro-Québec planifie déjà les réseaux régionaux en fonction des catégories d'événement P0 et P1. Cependant, seule la mise à niveau des *systèmes de protection* dans les 11 postes identifiés serait encore nécessaire pour rencontrer les exigences de performance des événements de la Norme pour la catégorie d'événements P5⁹⁵. Le Planificateur souhaite que cette mise à niveau soit réalisée dans le cadre d'un projet de pérennité majeur visant à remplacer les protections en fin de vie utile dans chaque poste. Le Coordonnateur estime qu'un horizon de temps de 180 mois est suffisamment raisonnable pour cette mise à niveau et, par conséquent, pour la pleine application de la Norme⁹⁶.

[56] Le coût de réalisation pour ce scénario, qualifié de « scénario 4 »⁹⁷, varie selon le délai de mise en œuvre, c'est-à-dire moins de 10 M\$ en se coordonnant avec les travaux de pérennité et à plus de 10 M\$ autrement⁹⁸. Le Coordonnateur estime que ce scénario « *allie un gain en fiabilité, une harmonisation avec les réseaux voisins et des investissements financiers raisonnables* »⁹⁹.

[57] En réponse à la DDR n° 4, au sujet de l'impact de la solution recommandée sur les installations du *BPS* de moins de 400 kV qui n'auront plus à respecter plusieurs catégories de contingences de la Norme avec le nouveau champ d'application, le Coordonnateur

⁹² Pièce [B-0056](#), p. 20.

⁹³ Pièce [B-0063](#), p. 1.

⁹⁴ Pièce [B-0129](#), p. 2, R3.

⁹⁵ Pièce [B-0063](#), p. 1.

⁹⁶ Pièce [B-0068](#), p. 7.

⁹⁷ Pièce [B-0107](#), p. 6.

⁹⁸ Pièce [B-0068](#), p. 6.

⁹⁹ Pièce [B-0068](#), p. 6 et 7.

considère que l'impact d'exclure ces installations est jugé faible, puisque peu d'éléments *RTP* du réseau *BPS* de moins de 400 kV sont visés par les événements de la norme TPL-001-4¹⁰⁰. Le Coordonnateur précise que les exigences de performance du Tableau 1 demeurent applicables à l'ensemble du *RTP*, ce qui garantit que tous les éléments *BPS* continuent alors d'être supervisés. De plus, puisque la solution proposée entraîne globalement une augmentation du nombre d'éléments visés par rapport à la version actuelle de la norme TPL-001-4 applicable au *BPS*, cet élargissement du champ d'application permet un gain en fiabilité¹⁰¹. Le Coordonnateur présente, au tableau suivant, le nouveau nombre d'éléments assujettis par la nouvelle version de la Norme proposée avec un champ d'application élargi au *RTP*¹⁰².

TABLEAU 1¹⁰³**NOMBRE D'ÉLÉMENTS ASSUJETTIS AUX NORMES TPL-001-4 ET TPL-001-5.1**

	Nombre d'éléments inclus selon la TPL-001-4 (BPS D-1)	Nombre d'éléments RTP inclus selon la TPL-001-5
Lignes	184	312
Transformateurs	190	371
Compensateurs série	40	49
Condensateurs shunt	0	181
Inductances shunt/série	0	181
Éléments de production (raccordés au RTP)	0	43
Postes	40	82
TOTAL	454	1219

Tableau A: Nombre d'éléments assujettis à la TPL-001-4 et la TPL-001-5.1

[58] En réponse à l'engagement n° 2 pris lors de la séance de travail du 25 février 2026 sur le niveau de cohérence et d'harmonisation avec les réseaux voisins du seuil de tension THT à 400 kV proposé, le Coordonnateur estime que ce scénario maximise au mieux le niveau de cohérence et d'harmonisation, considérant la topologie du réseau de transport du Québec. Il explique que le réseau de transport du Québec, constitué d'une ossature principale robuste à 735 kV c.a. et à 450 kV c.c. dédiée au transport de grandes quantités

¹⁰⁰ Pièce [B-0140](#), p. 5 et 6, R2.1.

¹⁰¹ Pièce [B-0140](#), p. 7, R2.2.

¹⁰² Pièce [B-0140](#), p. 6, R2.1, tableau A.

¹⁰³ Tableau établi à partir de la pièce B-0140, p. 6, R2.1, tableau A.

de puissance du Nord vers le Sud de la province, est unique et que les spécificités marquées justifient une approche distincte. Le choix du seuil de tension THT à 400 kV et la couverture réduite pour le réseau HT reflètent ainsi la démarcation entre les réseaux locaux et cette ossature principale unique au Québec¹⁰⁴.

4.4.2 AUTRES DISPOSITIONS PARTICULIÈRES

[59] En surplus du seuil de tension THT modifié de 300 kV à 400 kV et de la restriction des événements applicables au niveau HT, le Coordonnateur propose de modifier l'Annexe Québec afin de clarifier le fait que les transformateurs de puissance, dont au moins un enroulement est d'une tension THT, sont assujettis à l'ensemble des événements prévus par la Norme¹⁰⁵. Ainsi, seuls les transformateurs, dont tous les enroulements sont de tension HT, sont exclus de l'applicabilité aux événements P2, P3, P4, P6 et P7¹⁰⁶.

[60] De plus, le Coordonnateur précise que les événements du Tableau 1 ne s'appliquent pas aux éléments d'une ressource de production non raccordée au RTP. Le Coordonnateur précise que cette modification n'impacte pas la fiabilité du RTP, d'une part, parce qu'aucune ressource de production n'est classée BPS au Québec, le Planificateur n'est ainsi pas tenu d'appliquer les événements à ces ressources de production dans la version actuelle de la norme. D'autre part, le Coordonnateur indique que l'application des événements du Tableau 1 à ces ressources de production non raccordées au RTP « *aurait peu d'impact sur le comportement du RTP* »¹⁰⁷.

¹⁰⁴ Pièce [B-0129](#), p. 1, R2.

¹⁰⁵ Pièce [B-0141](#), p. 6, R2.1.

¹⁰⁶ Pièce [B-0141](#), p. 6, R2.1.

¹⁰⁷ Pièce [B-0141](#), p. 6, R2.1.

[61] Le Coordonnateur propose finalement de retirer la disposition particulière « *Toute référence aux normes MOD-010 et MOD-012 est remplacée par la référence à la MOD-032-1* » puisque la nouvelle version de la Norme intègre déjà cette précision à son exigence E1¹⁰⁸.

Opinion de la Régie

[62] La Régie constate que l'Étude du Planificateur a été réalisée selon une approche itérative qui a permis de déterminer la solution recommandée par le Coordonnateur en fonction des coûts et des bénéfices sur la fiabilité de chaque scénario.

[63] La Régie retient de l'Étude et des explications fournies par le Coordonnateur et le Planificateur que le choix du seuil de tension THT à 400 kV pour le Québec, plutôt que 300 kV retenu par la NERC, ainsi que la restriction des catégories d'événements applicables au niveau de tension HT, sont basés sur une considération du gain en fiabilité du *réseau*, de critères économiques, de l'harmonisation avec les réseaux voisins et des spécificités marquées du réseau de transport du Québec.

[64] La Régie note que RTA n'a soumis aucun commentaire sur les propositions de dispositions particulières pour la Norme.

[65] La Régie est satisfaite des explications fournies par le Coordonnateur afin de justifier les dispositions particulières qu'il propose, notamment sur l'élargissement du champ d'application de la Norme au *RTP*, ainsi que sur les restrictions des catégories d'événements applicables au niveau de tension HT. La Régie juge que les dispositions particulières applicables pour la Norme, telles que proposées par le Coordonnateur, sont pertinentes pour le Québec et permettent les ajustements nécessaires afin de tenir compte des particularités du *réseau* sous la responsabilité du Planificateur, dans une perspective d'analyse coûts-bénéfices pour la fiabilité.

¹⁰⁸ Pièces [B-0146](#), p. 4, et [B-0056](#), p. 1.

[66] Par conséquent, la Régie accepte, aux fins de l'application de la Norme, les propositions suivantes du Coordonnateur de dispositions particulières dans l'Annexe Québec :

- Le rehaussement du seuil de tension THT à 400 kV;
- La restriction de certaines catégories d'événements présentées au Tableau 1 sur le réseau HT du RTP;
- Les autres dispositions particulières décrites aux paragraphes 59 à 61 de la présente décision.

4.5 ÉVALUATION DE L'IMPACT

4.5.1 NORME DE PERFORMANCE ET PLAN D' ACTIONS CORRECTIVES

[67] À la suite des commentaires reçus lors de la seconde consultation publique, le Coordonnateur évalue l'impact à un niveau faible, plutôt que modéré tel qu'initialement estimé¹⁰⁹.

[68] L'entité RTA a, pour sa part, indiqué lors du deuxième processus de consultation publique, ne pas être en mesure d'évaluer l'impact de la Norme, puisqu'il y a « *trop de points à éclaircir* »¹¹⁰.

[69] Comme les études détaillées exigées par la Norme n'ont pas encore été réalisées par le Planificateur, RTA « *ne peut, à ce stade, que conclure de manière préliminaire que l'impact de la norme TPL-001-5.1 sur ses installations est faible* » et qu'une mise à jour de cette évaluation de l'impact sera nécessaire, une fois ces études complétées¹¹¹.

[70] Lorsque les analyses ou études exigées par la Norme identifient une problématique de performance sur le RTP, le Planificateur doit mettre en place un *plan d'actions*

¹⁰⁹ Pièce [B-0146](#), p. 10.

¹¹⁰ Pièce [B-0146](#), p. 10.

¹¹¹ Pièce [C-RTA-0004](#), p. 3.

correctives (PAC)¹¹², c'est-à-dire une solution de mise en œuvre d'actions correctives permettant de résoudre la problématique identifiée, afin que les critères de comportement du réseau soient respectés¹¹³. Le Coordonnateur précise qu'il existe « des ententes, des contrats ou d'autres mécanismes entre entités dans lesquels le PC ou le TP pourrait possiblement intégrer les PAC ou une partie de ceux-ci aux portefeuilles de projet des entités propriétaires d'actifs »¹¹⁴.

[71] L'entité RTA a questionné le Coordonnateur lors de la seconde consultation publique, afin de valider s'il était possible qu'un PAC impacte une entité qui n'a pas d'élément RTP ou les installations ou éléments non-RTP d'une entité au Registre. Comme l'évaluation du comportement du RTP nécessite la modélisation de l'ensemble du réseau de transport, incluant la portion non-RTP¹¹⁵, le Coordonnateur confirme qu'un PAC peut avoir un impact sur un élément non-RTP d'une entité au Registre¹¹⁶.

[72] En réponse à la DDR n° 4 sur les PAC, le Coordonnateur précise que lorsqu'une problématique de performance sur le RTP est identifiée, le Planificateur détermine la solution technico-économique la plus optimale. Cette solution ne se limite pas à des éléments RTP, un PAC pourrait ainsi viser un élément non-RTP¹¹⁷. Advenant le cas où la solution la plus optimale pour régler un enjeu sur le RTP impliquerait une action corrective sur une installation non inscrite au Registre, le Coordonnateur explique qu'il y aurait une entente, un contrat ou un autre mécanisme avec le propriétaire de l'installation en question¹¹⁸.

[73] Le Coordonnateur rappelle toutefois que les études prévues aux exigences de la Norme seront effectuées après son entrée en vigueur. Le Planificateur pourra par la suite communiquer avec les entités concernées en fonction des PAC qui auront été développés¹¹⁹.

¹¹² [Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité](#), p. 46.

¹¹³ Pièces [B-0056](#), p. 5, et [B-0116](#), p. 15, R6.1.

¹¹⁴ Pièce [B-0031](#), p. 5.

¹¹⁵ Pièce [B-0126](#), p. 18.

¹¹⁶ Pièce [B-0055](#), p. 2.

¹¹⁷ Pièce [B-0140](#), p. 15, R6.1.

¹¹⁸ Pièce [B-0140](#), p. 15, R6.2.

¹¹⁹ Pièce [B-0126](#), p. 18.

[74] En réponse à l'engagement n° 4 pris lors de la séance de travail du 25 février 2026, et après vérification auprès du NPCC, le Coordonnateur précise que les délais de mise en œuvre des PAC élaborés selon l'exigence E7 de la Norme sont de 180 mois¹²⁰.

[75] En réponse à l'engagement n° 6 pris lors de la séance de travail, le Coordonnateur confirme que la Norme est une norme de performance au sens de la définition de la NERC¹²¹. Le Coordonnateur n'est donc pas en mesure de déterminer l'impact de la Norme avec certitude, puisque les études exigées par la Norme doivent d'abord être réalisées¹²².

[76] Ainsi, le Coordonnateur propose¹²³ de déposer une nouvelle demande, afin de traiter des impacts des PAC, lorsque ces derniers auront été analysés en profondeur et selon les délais prévus par la Norme, tel qu'exigé pour la norme de fiabilité TPL-007-3 dans la décision D-2021-015¹²⁴.

Opinion de la Régie

[77] La Régie constate que le Coordonnateur n'est pas en mesure de déterminer l'impact de la Norme, puisque les études exigées par cette dernière doivent d'abord être réalisées à la suite de l'entrée en vigueur de la Norme.

[78] La Régie note que des PAC seront mis en œuvre, afin de résoudre toute problématique identifiée, dans l'objectif du respect des critères de comportement du *réseau*. Ainsi, la Régie retient la proposition du Coordonnateur selon laquelle une nouvelle demande sera déposée afin de traiter des impacts des PAC, une fois que ces derniers auront été élaborés selon les délais prévus par la Norme, par analogie avec les modalités prévues dans la décision D-2021-015¹²⁵, pour la norme de fiabilité TPL-007-3, ou encore de la décision D-2022-110¹²⁶, pour la norme de fiabilité TPL-007-4.

¹²⁰ Pièce [B-0129](#), p. 2, R4.

¹²¹ Pièce [B-0129](#), p. 2, R6.

¹²² Pièce [B-0126](#), p. 18.

¹²³ Pièce [B-0129](#), p. 2, R6.

¹²⁴ Pièce [B-0129](#), p. 2, R6.

¹²⁵ Dossier R-4123-2020, décision [D-2021-015](#), p. 32, par. 128.

¹²⁶ Dossier R-4192-2022, décision [D-2022-110](#), p. 16, par. 61.

[79] Considérant ce qui précède, la Régie prend acte du fait que la Norme est une norme de performance au sens de la définition de la NERC. Par conséquent, elle demande au Coordonnateur de déposer une nouvelle demande, afin de traiter des impacts de la Norme, lorsque ces derniers auront été analysés selon l'exigence E7 de la Norme, et ajustés en fonction des études et critères définis par les différentes exigences de la Norme.

[80] Puisque la Norme est une norme de performance, il est donc possible que des éléments additionnels, imprévisibles à ce stade-ci, soient requis à la suite des études à réaliser dans les années à venir. Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur d'inclure minimalement, dans sa nouvelle demande, les éléments suivants :

- La description des modèles et des études réalisées par le Planificateur;
- Les résultats sommaires des études réalisées par le Planificateur ainsi que des études de sensibilité des paramètres principaux;
- La liste des entités et des installations visées par les PAC;
- Les PAC et leur complétion (entités et installations visées, actions correctives et taux de complétion);
- Les résultats de la consultation publique préalable au dépôt de la nouvelle demande;
- Toute autre donnée jugée pertinente par le Coordonnateur.

4.5.2 COMMENTAIRES DE RTA SUR L'IMPACT POTENTIEL DE LA NORME SUR LES INSTALLATIONS VISÉES

[81] RTA soulève plusieurs enjeux ayant trait à l'élargissement du champ d'application de la Norme au *RTP*¹²⁷. Les commentaires soumis par RTA aux fins de la séance de travail du 25 février 2026 visent à démontrer¹²⁸ :

- Les difficultés d'interprétation et d'évaluation de l'impact de la Norme à l'égard des installations HT des entités visées;

¹²⁷ Pièce [C-RTA-0009](#), p. 2.

¹²⁸ Pièce [C-RTA-0007](#), p. 1.

- Les conséquences de ces interprétations potentiellement divergentes, susceptibles de donner lieu à des divergences avec le responsable de la *surveillance de la conformité*; et
- Les conséquences pour les entités visées quant à des non-conformités potentielles à la Norme et au processus d'autodéclaration de non-conformité par les entités visées.

[82] RTA soumet que les clarifications demandées permettront aux entités visées de bien comprendre leurs obligations réglementaires à l'égard de l'application de certaines exigences et particularités de la Norme, à éviter des non-conformités potentielles et d'avoir une compréhension commune à l'égard des exigences et particularités de la Norme¹²⁹.

[83] Les clarifications demandées par RTA portent essentiellement sur le circuit de commande unique auquel réfère la note 13d du Tableau 1 « *Comportement en régime permanent et en stabilité - Notes du tableau* »¹³⁰ (la Note 13d).

[84] RTA fait valoir son interprétation selon laquelle « *dans toutes les composantes du circuit de commande unique qui doivent être pris en compte, le panneau de distribution est exclu car il peut être unique, donc il n'a donc pas à être pris en compte* »¹³¹. RTA explique qu'un panneau de distribution c.c. unique, dans un circuit de commande unique, « *est conforme si les relais de protection sont séparés sur deux (2) disjoncteurs c.c. principaux différents* » dans ce panneau au sens de l'application de la Note 13d¹³². RTA précise que cela sous-entend, selon sa compréhension, que toutes les autres composantes du circuit de commande sont redondantes¹³³.

¹²⁹ Pièce [C-RTA-0009](#), p. 1.

¹³⁰ Pièce [B-0056](#), p. 27.

¹³¹ Pièce [C-RTA-0014](#), p. 2.

¹³² Pièce [C-RTA-0009](#), p. 4.

¹³³ Pièce [C-RTA-0014](#), p. 2.

[85] Afin d'avoir une compréhension commune de cet enjeu relatif à l'interprétation de la Note 13d, la Régie a requis du Coordonnateur qu'il consulte le Planificateur et le NPCC, afin d'obtenir leurs avis respectifs sur cet enjeu¹³⁴.

[86] Le NPCC fournit plusieurs clarifications concernant la Note 13d. Premièrement, il précise que *« tous les circuits de commande doivent être pris en compte, car une évaluation complète des circuits de commande c.c. peut révéler des composants non redondants, même lorsque les relais de protection redondants sont alimentés par deux disjoncteurs c.c. différents »*¹³⁵.

[87] Deuxièmement, le NPCC précise que le *« circuit de commande comprend tout ce qui se trouve entre l'extrémité de l'alimentation de poste c.c. et les bobines de déclenchement, inclusivement, y compris le câblage de même que les relais auxiliaires et les relais de blocage »*. Il ajoute que, bien que la redondance du panneau de distribution c.c. lui-même n'ait *« aucune incidence sur l'évaluation de redondance »*, tous les éléments du circuit situés à l'intérieur ou en amont du panneau (comme les disjoncteurs) font toutefois partie du circuit de commande c.c. et doivent être pris en compte dans cette évaluation. Par exemple, lorsqu'il n'y a qu'un seul disjoncteur principal entre une alimentation c.c. et un tableau de distribution c.c. unique, le NPCC considère qu'il n'y a pas de redondance¹³⁶.

[88] Troisièmement, le NPCC rappelle que la note 13 de la Norme *« n'exige aucun niveau de redondance. Elle demande simplement au coordonnateur de la planification et au planificateur de réseau de transport d'envisager la simulation des composants non redondants d'un système de protection dans le cadre de l'évaluation des événements de planification de catégorie P5 et des événements extrêmes applicables qui figurent au tableau 1 de la norme TPL-001-5.1. »*. Les composants non redondants d'un système de protection sont à prendre en compte afin de simuler correctement un événement de catégorie P5 et d'évaluer si les critères de comportement du réseau sont respectés. Le NPCC explique, ainsi, que *« si, après avoir fait cette évaluation et réalisé la simulation, on juge qu'ils sont remplis, il n'y a alors aucune raison d'assurer la redondance de ces composants. Si, au contraire, on démontre qu'ils ne sont pas remplis, la mise en*

¹³⁴ Pièce [A-0042](#), p. 5.

¹³⁵ Pièce [B-0151](#), p. 3.

¹³⁶ Pièce [B-0151](#), p. 4.

redondance de ces composants peut s'avérer l'une des nombreuses actions correctives à mettre en œuvre pour assurer la conformité »¹³⁷.

[89] Finalement, le NPCC encourage les entités visées à consulter le document intitulé *TPL-001-5.1 P5 Contingencies and Auditor Expectations*¹³⁸.

[90] Le Coordonnateur soumet qu'il se déclare satisfait des clarifications apportées par le NPCC en lien avec la Note 13d¹³⁹. Il prend également acte de la recommandation du NPCC de consulter le document intitulé *TPL-001-5.1 P5 Contingencies and Auditor Expectations*¹⁴⁰.

[91] Le Planificateur soumet quant à lui que, pour une configuration avec un panneau de distribution c.c. unique dans un circuit de commande c.c. unique, la perte simultanée des deux circuits qui alimentent les protections n'a pas à être considérée, à condition que les relais de protection soient séparés sur deux disjoncteurs c.c.¹⁴¹.

Opinion de la Régie

[92] La Régie note que le Coordonnateur se déclare satisfait des clarifications apportées par le NPCC en lien avec la Note 13d.

[93] La Régie prend acte des clarifications fournies par le NPCC et le Planificateur à l'égard de l'enjeu soulevé par RTA concernant la Note 13d sur la redondance requise, ou non, du panneau de distribution c.c.

[94] De plus, la Régie comprend des explications fournies par le Planificateur et le NPCC sur le panneau de distribution c.c. d'un circuit de commande c.c. que sa redondance n'a « aucune incidence sur l'évaluation de redondance ». Un panneau de distribution c.c. unique n'aura ainsi aucun impact lors de la simulation d'un événement de catégorie P5 et

¹³⁷ Pièce [B-0151](#), p. 5.

¹³⁸ Pièce [B-0151](#), p. 5.

¹³⁹ Pièce [B-0144](#), p. 2.

¹⁴⁰ Pièce [B-0150](#), p. 2.

¹⁴¹ Pièce [B-0149](#), p. 6.

aucun impact sur le respect ou non des critères de comportement du *réseau*. Il faut plutôt considérer que tous les éléments du circuit situés à l'intérieur ou en amont du panneau de distribution c.c., comme les disjoncteurs, font partie du circuit de commande c.c. et sont à prendre en compte dans les simulations.

[95] Afin de donner suite à la proposition de RTA de clarifier l'enjeu relatif à la Note 13d dans la présente décision¹⁴², la Régie reproduit les échanges entre le Coordonnateur et le NPCC à l'annexe 1 de la présente décision, à des fins de référence.

[96] Enfin, tel qu'indiqué aux paragraphes 46 et 47 de la présente décision, considérant les justifications fournies par le Coordonnateur, la Régie est d'avis que la Norme est pertinente pour le Québec. De plus, elle note qu'aucune personne intéressée ne s'oppose à son adoption, ni au retrait de sa version précédente, tel que demandé par le Coordonnateur.

[97] La Régie se déclare satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de la Norme et de son Annexe Québec, aux fins de la présente décision. À cet égard, elle retient que la version française de la Norme a été attestée par un traducteur agréé¹⁴³.

[98] **Considérant ce qui précède, la Régie :**

- **Adopte la Norme ainsi que son Annexe Québec, dans leurs versions françaises et anglaises;**
- **Retire la norme TPL-001-4 ainsi que son annexe Québec, dans leurs versions françaises et anglaises, dès l'entrée en vigueur de la Norme.**

¹⁴² Pièce [C-RTA-0009](#), p. 1.

¹⁴³ Pièce [B-0008](#).

4.6 DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR

[99] Le plan de mise en œuvre du Projet 2015-10 de la NERC préconise une entrée en vigueur de la Norme en trois étapes distinctes sur une période de 108 mois¹⁴⁴ :

- La première étape d'entrée en vigueur s'effectue le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois après son approbation réglementaire. Ce délai de 36 mois permettra l'élaboration d'une procédure pour la sélection des pannes connues des installations de production et de transport, une coordination avec les ingénieurs en protection pour obtenir les données nécessaires à la réalisation de l'analyse des points de défaillance unique requise par la norme et les analyses supplémentaires requises en raison des modifications apportées à la Norme;
- Un délai additionnel de 24 mois est prévu pour permettre l'élaboration de PAC pour la catégorie P5 du Tableau 1 impliquant des points de défaillance uniques dans les *systèmes de protection*;
- Un dernier délai additionnel de 48 mois est prévu afin que la Norme soit entièrement applicable.

[100] Le Coordonnateur propose pour le Québec un délai supplémentaire de 120 mois, plutôt que le délai de 48 mois prévu par la NERC, pour que la Norme soit entièrement applicable, afin de respecter la pérennité des installations concernées¹⁴⁵ et d'effectuer la mise à niveau des systèmes de protection des 11 postes RTP non-BPS identifiés¹⁴⁶. La mise œuvre en trois étapes serait ainsi de 180 mois pour le Québec.

[101] Le Planificateur vise à ce que la mise à niveau soit réalisée pour chacun des 11 postes dans le cadre d'un projet de pérennité majeur visant à remplacer les protections en fin de vie utile du poste¹⁴⁷. Il soutient que ces travaux de mise à niveau pour ces 11

¹⁴⁴ Pièce [B-0146](#), p. 5 et Project 2015-10, [Implementation Plan](#).

¹⁴⁵ Pièce [B-0146](#), p. 4 et 5.

¹⁴⁶ Pièce [B-0068](#), p. 6.

¹⁴⁷ Pièce [B-0068](#), p. 7.

postes, en coordination avec la pérennité des systèmes de protection, permettra de minimiser les coûts et d'optimiser les efforts d'ingénierie¹⁴⁸.

[102] En réponse à la DDR n° 4 portant sur l'impact de repousser l'application complète de la Norme de 108 mois à 180 mois, le Coordonnateur fait valoir que la grande majorité des installations critiques sont déjà conformes et que le non-fonctionnement d'un *système de protection* ne résulte pas en une problématique de performance sur le réseau. L'Étude réalisée par le Planificateur cible 11 postes qui auraient un point commun de défaillance des *systèmes de protection* et qui seraient donc concernés par l'extension du délai de mise en œuvre de la Norme. De plus, le Coordonnateur estime que « *le risque de perdre deux protections est faible, compte tenu du niveau actuel de robustesse des systèmes de protection du RTP et des mesures déjà mises en place afin d'en assurer la performance et la fiabilité* »¹⁴⁹.

[103] Questionné en DDR n° 4 sur la possibilité d'un dépôt d'une demande d'adoption, auprès de la Régie, d'une nouvelle version de la norme TPL-001 avant l'entrée en vigueur de toutes les exigences de la Norme au Québec, le Coordonnateur prévoit l'intégration du plan de mise en œuvre de la Norme dans celui de la future version de la norme TPL-001-6, à l'exception des nouvelles exigences de la norme TPL-001-6 présentement en rédaction à la NERC¹⁵⁰.

Opinion de la Régie

[104] La Régie note que le Coordonnateur et le Planificateur justifient un délai additionnel pour l'application de la Norme visant à en réduire les coûts d'implantation, afin de permettre que les installations soient conformes aux exigences de redondance des protections de la Norme. La Régie retient également que, selon le Coordonnateur, le risque de ce délai additionnel sur la fiabilité est estimé faible, compte tenu du niveau actuel de robustesse des *systèmes de protection* et des mesures en place pour assurer la performance et la fiabilité du *réseau*.

¹⁴⁸ Pièce [B-0063](#), p. 1.

¹⁴⁹ Pièce [B-0141](#), p. 10 et 11, R3.4.

¹⁵⁰ Pièce [B-0141](#), p. 22, R8.1.

[105] La Régie est d’avis que l’entrée en vigueur de la Norme proposée par le Coordonnateur, soit en trois étapes avec un délai supplémentaire de 120 mois, pour un total de 180 mois, est adéquate compte tenu des explications fournies.

[106] De plus, la Régie est d’avis que le délai de 36 mois après son adoption par la Régie pour la première étape du plan de mise en œuvre respecte la pratique établie de se conformer à un délai minimal de 60 jours entre la date d’adoption et l’entrée en vigueur d’une norme, tel qu’établi par la Régie¹⁵¹.

[107] La Régie prend acte du fait que le plan de mise en œuvre de la Norme sera intégré à celui de la norme TPL-001-6, advenant un dépôt d’une demande d’adoption de cette version à venir auprès de la Régie avant l’entrée en vigueur de toutes les exigences de la Norme.

[108] Considérant ce qui précède, la Régie fixe la date d’entrée en vigueur de la Norme et de son Annexe Québec, dans leurs versions françaises et anglaises, au 1^{er} octobre 2029.

5 REGISTRE

[109] Le Coordonnateur soumet que le champ d’application du réseau *BPS* devient caduc au Québec à la suite de la proposition d’élargir le champ d’application de la Norme au *RTP*, puisque le *BPS* ne s’appliquerait à aucune norme en vigueur ou à venir¹⁵² au Québec.

[110] En réponse à l’engagement n° 6 pris lors de la séance de travail du 25 février 2026¹⁵³, le Coordonnateur propose les modifications suivantes au Registre¹⁵⁴ :

¹⁵¹ Dossier R-3699-2009, décision [D-2016-011](#), p. 46, par. 193.

¹⁵² Pièce [B-0146](#), p. 6.

¹⁵³ Pièce [B-0129](#), p. 2 et 3, R7.

¹⁵⁴ Pièces [B-0164](#) et [B-0165](#).

- Retirer toute information concernant le réseau *BPS* du Registre;
- Ajouter une note de bas de page aux titres des colonnes « *Installations classées RTP* » et « *Niveaux de tension applicables RTP (kV)* » des Annexes A et B, afin de référer au Coordonnateur en vue d'obtenir une liste des installations *BPS* qui demeurent visées par la TPL-001-4;
- Ajouter une note de bas de page à la colonne « *Niveaux de tension applicables RTP (kV)* » de l'Annexe B, afin de préciser le seuil de tension HT à 400 kV et aux fins de l'application de la Norme.

[111] Le Coordonnateur propose l'entrée en vigueur du Registre dès la publication de la décision de conformité¹⁵⁵.

Opinion de la Régie

[112] La Régie se déclare satisfaite des motifs fournis par le Coordonnateur, afin de justifier les modifications proposées au Registre, dans le contexte du retrait de la norme TPL-001-4 visant le *BPS*, au moment de l'entrée en vigueur de la Norme.

[113] À la suite de son examen, la Régie constate la concordance des textes français et anglais du Registre, aux fins de la présente décision.

[114] **Par conséquent, la Régie accueille la proposition du Coordonnateur quant au retrait de la colonne comprenant les informations concernant le réseau *BPS* et à l'ajout des deux notes de bas de page aux Annexes A et B.**

[115] **La Régie approuve le Registre, dans ses versions française et anglaise¹⁵⁶ et accepte la proposition du Coordonnateur de fixer la date d'entrée en vigueur des modifications au Registre à la même date que la décision finale de la Régie sur la conformité d'application de la présente décision.**

¹⁵⁵ Pièce [B-0146](#), p. 6.

¹⁵⁶ Pièces [B-0164](#) et [B-0165](#).

[116] **La Régie ordonne au Coordonnateur de déposer, au plus tard le 21 septembre 2026, une version complète du Registre modifié selon les termes de la présente décision, dans ses versions française et anglaise, en y ajoutant, à la section « Historique des versions », la référence à la présente décision, de même que sa date et les modifications approuvées (le Dépôt de conformité).**

[117] **Sous réserve de la conformité du Registre à déposer dans le cadre du Dépôt de conformité, la Régie fixe la date d'entrée en vigueur du Registre approuvé dans la présente décision à la date de publication de la décision finale qui suivra le Dépôt de conformité.**

[118] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ADOpte la norme de fiabilité TPL-001-5.1, ainsi que son Annexe Québec, dans leurs versions françaises et anglaises;

Fixe la date d'entrée en vigueur de la norme de fiabilité TPL-001-5.1, ainsi que son Annexe Québec, dans leurs versions françaises et anglaises, selon les délais proposés par le Coordonnateur, soit au **1^{er} octobre 2029**;

Retire la norme de fiabilité TPL-001-4, ainsi que son annexe Québec, dans leurs versions françaises et anglaises, dès l'entrée en vigueur de la norme TPL-001-5.1;

Prend acte du fait que la norme TPL-001-5.1 est une norme de performance au sens de la définition de la NERC;

Demande au Coordonnateur qu'une nouvelle demande soit déposée à la Régie, afin de traiter des impacts de la norme TPL-001-5.1, lorsque ces impacts auront été analysés et ajustés en fonction des études et critères définis par les différentes exigences de cette norme;

DEMANDE au Coordonnateur que cette nouvelle demande comprenne au moins les éléments décrits au paragraphe 80 de la présente décision;

FIXE au **22 septembre 2026** la date de dépôt de conformité à la suite de la présente décision;

APPROUVE le Registre¹⁵⁷, dans ses versions française et anglaise;

ORDONNE au Coordonnateur de déposer, au plus tard le **22 septembre 2026**, une version complète du Registre modifié selon les termes de la présente décision, dans ses versions française et anglaise, en y ajoutant, à la section « *Historique des versions* », la référence à la présente décision, de même que sa date et les modifications approuvées;

FIXE la date d'entrée en vigueur du Registre approuvé dans la présente décision à la date de publication de la décision finale qui suivra le Dépôt de conformité;

RÉSERVE sa décision sur la demande de traitement confidentiel des pièces énumérées au paragraphe 8 de la présente décision;

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

Steeves Demers
Régisseur

¹⁵⁷ Pièces [B-0164](#) et [B-0165](#).

ANNEXE 1

Annexe 1
(7 pages)

S. D. —

Public



June 26, 2026

SENT BY EMAIL

Jaqueline Jimenez
Vice President, Compliance
1040 Avenue of the Americas
4th Floor
New York, NY 10018

Junji Yamaguchi, Ing., MBA
Manager
Regulatory Affairs for the Reliability
Coordinator and Common Instructions
2, Complexe Desjardins, Tour Est
13e étage
Montréal (Québec) H5B 1H7
Cel. : 438 862-6407
Email : yamaguchi.junji@hydroquebec.com

Subject : TPL-001-5.1, Note 13d

Greetings,

[Please see NPCC's responses in blue.](#)

The Reliability Coordinator in Québec (RC) has filed the TPL-001-5.1 Reliability Standard for adoption with the Régie de l'Énergie in Québec (Régie). Our application is currently under review. In a letter dated June 12th, 2026¹, the Régie has requested that the RC seek NPCC's input on the items detailed below, in relation to the application of TPL-001-5.1 Standard in the United States. The objective is to clarify our common understanding of note 13d of Table 1.

Redundancy of protection systems, note 13d of Table 1

Please confirm the following or provide an explanation accordingly:

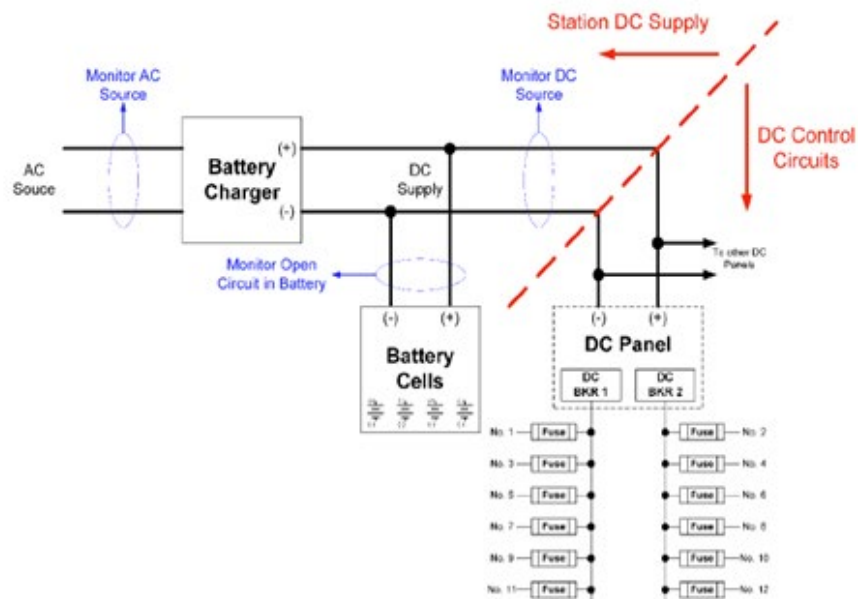
1. It is necessary to consider whether or not all other constituent parts of the control circuitry are redundant in order to determine whether or not the control circuitry is redundant, even if the DC distribution panel that is part of the control circuitry includes redundant circuit breakers.
In other words, merely noting that the protective relays are "split across two (2) different DC circuit breakers" in "a single (1) DC distribution panel", is not sufficient to consider a single control circuit as a redundant component of a Protection System, within the meaning of Note 13d, thereby excluding it from the simulations to be performed by the Transmission Planner for Category P5 events and faults 2e through 2h in the "Stability" column of the "Extreme Events" section of Table 1 (Simulations).²

NPCC Response: This is correct. All control circuitry shall be considered since fully evaluating DC control circuitry may result in identification of non-redundant components, even if redundant protective relays are off two different DC circuit breakers.

2. The following proposal by a registered entity—"A single DC distribution panel is not to be taken into account. However, the single main circuit breaker for the control circuits, included in this distribution panel, must be taken into account"—does not reflect the clarification provided in the Technical Rationale - "However, the trip coil(s), whether implemented singly or in pairs, are only part of the single control circuit; all its constituent parts should be included when considering whether the single control circuit may be a non-redundant component of a Protection System."³ Consequently, the registered entity's proposal regarding the DC distribution panel, taken on its own and in the absence of a finding of redundancy in the other constituent parts of the control circuitry, could not be considered a possible interpretation of the application of Note 13d.

Public

NPCC Response: As defined in the NERC Glossary of Terms definition of Protection System, the station DC supply includes station battery, battery chargers and non-battery-based DC supply. Meanwhile, the control circuitry includes everything from where the station DC supply terminates through and including the trip coils, the wiring, as well as auxiliary and lockout relays. The diagram shown below is from the NERC Technical Paper titled "Protection System Reliability Redundancy of Protection System Elements" (published in November 2008). It shows the demarcation between DC supply and the remainder of DC control circuitry. As predicted, while redundancy of the DC panel itself does not impact evaluations of redundancy, all circuitry inside or before the DC Panel (such as breakers) is part of the DC Control Circuitry and must be included in the assessment of redundancy or lack thereof. For example, if there is a single main breaker between a DC supply and a single DC panel, this would not be considered redundant.



¹ [R-4233-2023-A-0042-Corresp-Autres-2026_06_12.pdf](#), page 5

² https://www.nerc.com/globalassets/standards/reliability-standards/tpl/2015-10_technical-rationale_10112018.pdf#page=11, page 5

³ https://www.nerc.com/globalassets/standards/reliability-standards/tpl/2015-10_technical-rationale_10112018.pdf#page=15, page 10

Public

2

3. According to NERC, there is "no reason to ensure redundancy" for the components of a Protection System if the Simulations conclude that the grid performance criteria "have been achieved."²

NPCC Response: Footnote 13 does not require any level of redundancy. Footnote 13 simply asks the PC and TP to give consideration to simulate those non-redundant components of a Protection System for applicable P5 Planning and Extreme Events in Table 1 of the TPL-001-5.1. The consideration of non-redundant components of a Protection System (Single Points of Failure) is necessary to properly simulate P5 event in order to assess whether required System performance is achieved. If required System performance is achieved after proper consideration and simulation, then there may be no need to make non-redundant components of a Protection System redundant. On the other hand, if required System performance is not achieved, then making non-redundant components of a Protection System redundant may be one of many choices for corrective actions to obtain required System performance.

NPCC encourages HQ and impacted entities to also review "[TPL-001-5.1 P5 Contingencies and Auditor Expectations](#)" for additional information.

Kindly note that the Régie has asked us to provide answers by July 13th and to comment on your response.

We would be pleased to organize a meeting the week of June 29th to discuss this at your convenience.

Best Regards,

Junji Yamaguchi, ing., MBA

Manager

Regulatory Affairs for the Reliability Coordinator and Common Instructions

Diffusion restreinte

26 juin 2026 TRANSMISE PAR COURRIEL

Madame Jaqueline Jimenez
Vice-présidente, Conformité
Northeast Power Coordinating Council
1040 Avenue of the Americas, 4th Floor
New York, NY 10018

Junji Yamaguchi, ing., MBA
Chef, Affaires réglementaires du Coordonnateur,
analyse et encadrements
2, Complexe Desjardins
Tour Est, 13^e étage
Montréal (Québec) H5B 1H7
Cell. : 438 862-6407
Courriel : yamaguchi.junji@hydroquebec.com

Objet : Note 13d du tableau 1 de la norme de fiabilité TPL-001-5.1

Bonjour,

[Se reporter aux réponses du NPCC en bleu.](#)

Le coordonnateur de la fiabilité au Québec a déposé la norme de fiabilité TPL-001-5.1 pour adoption par la Régie de l'énergie du Québec (la Régie). Sa demande est actuellement à l'étude. Dans une lettre datée du 12 juin 2026¹, la Régie a demandé au coordonnateur de la fiabilité de solliciter l'avis du NPCC sur les éléments énumérés ci-dessous concernant l'application de la norme TPL-001-5.1 aux États-Unis. L'objectif est de clarifier notre compréhension commune de la note 13d du tableau 1 de la norme.

Redondance des systèmes de protection, note 13d du tableau 1

Veuillez confirmer ce qui suit ou, à défaut, fournir une explication à cet égard :

1. Il est nécessaire de déterminer si tous les autres composants du circuit de commande sont redondants afin d'établir si celui-ci est lui-même redondant, même lorsque le panneau de distribution c.c. faisant partie du circuit de commande comprend des disjoncteurs redondants. En d'autres termes, le seul constat que des relais de protection sont « alimentés par deux disjoncteurs c.c. différents » situés dans « un seul panneau de distribution c.c. » ne peut suffire pour considérer un circuit de commande unique comme composant redondant d'un système de protection au sens de l'application de la note 13d du tableau 1 de la norme de fiabilité TPL-001-5.1, l'excluant ainsi des simulations que doit réaliser le planificateur de réseau de transport pour les événements de catégorie P5 et les défauts 2e à 2h figurant dans la colonne Stabilité du tableau 1 – Comportement en régime permanent et en stabilité – Événements extrêmes².

Réponse du NPCC : C'est exact. Tous les circuits de commande doivent être pris en compte, car une évaluation complète des circuits de commande c.c. peut révéler des composants non redondants, même lorsque les relais de protection redondants sont alimentés par deux disjoncteurs c.c. différents.

1. Page 5 de la lettre de la Régie de l'énergie datée du 12 juin 2026 : [R-4233-2023-A-0042-Corresp-Autres-2026_06_12.pdf](#).
2. Page 6 du document intitulé *Projet 2015-10 – Justification technique de la norme de fiabilité TPL-001-5* : [R-4233-2023-B-0015-Dem-DecPiece-2023_07_04.pdf](#).

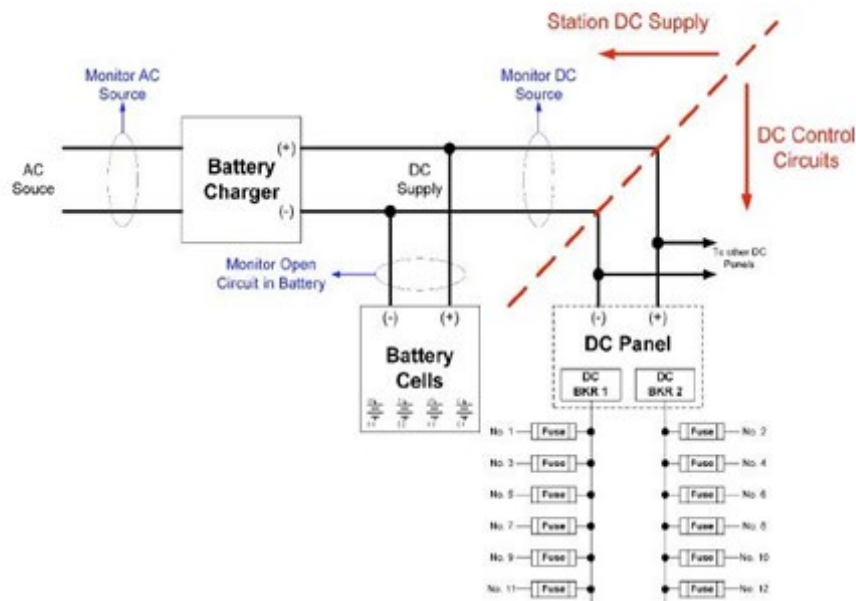
Diffusion restreinte

2. La proposition d'une entité visée selon laquelle « un tableau de distribution c.c. unique n'est pas à prendre en compte. Toutefois, le disjoncteur principal unique des circuits de commande, inclus dans ce tableau de distribution, doit l'être » ne reflète pas l'éclaircissement suivant de la justification technique : « Toutefois, la ou les bobines de déclenchement, qu'elles soient installées selon une configuration simple ou double, ne font partie que du circuit de commande unique ; on devrait prendre en compte tous les autres constituants de ce circuit au moment de déterminer si celui-ci peut être considéré comme un composant redondant ou non redondant du *système de protection*. »³ Par conséquent, la proposition de l'entité visée concernant le tableau de distribution c.c., considérée isolément et en l'absence d'un constat de redondance des autres composants du circuit de commande, ne peut être considérée comme une interprétation possible de l'application de la note 13d.

Réponse du NPCC : Selon la définition de « *système de protection* » dans le glossaire de la NERC, l'alimentation de poste c.c. comprend les batteries, les chargeurs de batteries et l'alimentation c.c. sans batteries. Le circuit de commande comprend tout ce qui se trouve entre l'extrémité de l'alimentation de poste c.c. et les bobines de déclenchement, inclusivement, y compris le câblage de même que les relais auxiliaires et les relais de blocage. Le schéma ci-dessous est tiré du document technique de la NERC intitulé *Protection System Reliability Redundancy of Protection System Elements* (novembre 2008). Il montre une démarcation entre l'alimentation c.c. et le reste des circuits de commande c.c. Comme prévu, bien que la redondance du tableau de distribution c.c. lui-même n'ait aucune incidence sur l'évaluation de redondance, tous les éléments du circuit situés à l'intérieur ou en amont du tableau (comme les disjoncteurs) font partie du circuit de commande c.c. et doivent être pris en compte dans cette évaluation. Par exemple, lorsqu'il n'y a qu'un seul disjoncteur principal entre une alimentation c.c. et un tableau de distribution c.c. unique, on considère qu'il n'y a pas de redondance.

3. Page 11 du document intitulé *Projet 2015-10 – Justification technique de la norme de fiabilité TPL-001-5* : <https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/pdf/tpl-001-5-1-justification-technique.pdf>.

Diffusion restreinte



3. Selon la NERC, il n'y a « aucune raison d'assurer la redondance » des composants d'un système de protection si les simulations concluent que les critères de comportement du réseau « sont remplis »².

Réponse du NPCC : La note 13 n'exige aucun niveau de redondance. Elle demande simplement au coordonnateur de la planification et au planificateur de réseau de transport d'envisager la simulation des composants non redondants d'un système de protection dans le cadre de l'évaluation des événements de planification de catégorie P5 et des événements extrêmes applicables qui figurent au tableau 1 de la norme TPL-001-5.1. Il est nécessaire de prendre en compte les composants non redondants d'un système de protection (points de défaillance uniques) afin de simuler correctement un événement de catégorie P5 et d'évaluer si les critères de comportement du réseau sont respectés. Si, après avoir fait cette évaluation et réalisé la simulation, on juge qu'ils sont remplis, il n'y a alors aucune raison d'assurer la redondance de ces composants. Si, au contraire, on démontre qu'ils ne sont pas remplis, la mise en redondance de ces composants peut s'avérer l'une des nombreuses actions correctives à mettre en œuvre pour assurer la conformité.

Le NPCC encourage Hydro-Québec et les entités concernées à consulter également la présentation intitulée *TPL-001-5.1 P5 Contingencies and Auditor Expectations*⁴ pour plus d'information.

Veuillez noter que la Régie nous a demandé de lui transmettre nos réponses d'ici le 13 juillet 2026 et de formuler des commentaires à l'égard de celles que vous aurez fournies.

4. https://cdn.prod.website-files.com/67229043316834b1a60f6ba3/675e2ed696e4d61e4452fcf9_tpl-001-5.1-p5-contingencies-and-auditor-expectations-webinar-slide-deck.pdf

Diffusion restreinte

Nous serions heureux d'organiser une rencontre au cours de la semaine du 29 juin 2026, au moment qui vous conviendra, afin d'en discuter.

Je vous prie d'agréer mes plus respectueuses salutations.

Junji Yamaguchi, ing., MBA
Chef, Affaires réglementaires du
Coordonnateur, analyse et
encadrements