

**RÉPONSE À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 2 DE LA RÉGIE DE
L'ÉNERGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'ADOPTION DE LA NORME TPL-001-5.1(LA NORME) (LA DEMANDE)

CHAMP D'APPLICATION DE LA NORME TPL-001-5.1

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0026](#), p. 4 et 5, R1.1;
 - (ii) Pièce [B-0009](#), Norme, exigence E2;
 - (iii) [RLRQ, c.R-6.01](#), Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi), article 85.13;
 - (iv) Pièce [B-0009](#), Norme, tableau 1.

Préambule :

(i) « R.1.1 Le Coordonnateur précise la compréhension de la Régie à l'effet que *les plans d'actions correctives peuvent comprendre des mesures qui ne sont pas limitées aux éléments BPS.*

En effet, si les études du coordonnateur de la planification (ci-après, le « Planificateur » ou le « PC ») effectuées en vertu de la Norme détectent qu'un élément BPS ne répond pas aux critères de performance énoncés au tableau 1 de la Norme, le Planificateur a la responsabilité de préparer un plan d'actions correctives (le PAC).

L'exigence E2.7.1 présente d'ailleurs des exemples de telles actions qui ne se limitent pas aux éléments BPS. De façon plus détaillée, si, par exemple, il était déterminé dans l'évaluation de la planification qu'un élément du réseau BPS ne rencontre pas un critère de performance de la Norme, le PC pourrait déterminer que l'action corrective associée serait de mettre en place une procédure d'exploitation, modifier un automatisme de réseau ou d'autres initiatives qui ne se limitent pas à un champ d'application particulier (i.e. procédures d'exploitation temporaires). Un autre exemple serait la mise en œuvre de procédures d'exploitation particulières qui ne seraient pas non plus limitées au réseau BPS. L'application des plans d'actions correctives n'est donc pas limitée au BPS et ne nuit pas à la fiabilité du réseau de transport. Le champ d'application de la norme TPL-001-5.1 précise les éléments sur lesquels les contingences doivent être simulées et les éléments pour lesquels les critères de comportement doivent être respectés. » [nous soulignons]

(ii) *« Le ou les plans d'actions correctives doivent :*

2.7.1. présenter la liste des lacunes du réseau et des actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du réseau. Les exemples de telles actions comprennent :

- *l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'installations de transport ou de production et de tout équipement connexe ;*
- *l'installation, la modification ou le retrait de systèmes de protection ou d'automatismes de réseau ;*

-
- l'installation ou la modification de dispositifs automatiques de rejet de production en réponse à une contingence simple ou multiple afin d'atténuer les infractions aux critères de stabilité ;
 - l'installation ou la modification de dispositifs manuels ou automatiques de réduction ou de rejet de production en réponse à une contingence simple ou multiple afin d'atténuer les infractions aux critères de régime permanent ;
 - l'utilisation de procédures d'exploitation, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du plan d'actions correctives ;
 - le recours à des demandes tarifaires, à la gestion de la demande, à des nouvelles technologies ou à d'autres initiatives ; » [nous soulignons]

(iii) L'article 85.13 de la Loi stipule :

« Le coordonnateur de la fiabilité:

1° doit déposer à la Régie, pour approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie;

2° remplit les fonctions qui lui sont dévolues en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;

3° peut, en vertu d'une norme adoptée par la Régie, donner des directives d'exploitation. » [nous soulignons]

(iv) Le tableau 1 de la Norme « Comportement en régime permanent et en stabilité – Événements de planification » présente différentes catégories de contingences.

Demandes :

1.1 La Régie comprend que des installations RTP non-BPS peuvent être visées par les PAC découlant de l'application de la Norme, puisque ces derniers « *peuvent comprendre des mesures qui ne sont pas limitées aux éléments BPS* » (références (i)). Pour chacun des exemples d'actions correctives de la référence (ii), veuillez préciser tous les types d'installations RTP non-BPS pouvant être visées, en présentant des exemples concrets d'installations.

R1.1 Le Coordonnateur précise que les exemples d'actions correctives de la référence (ii) ne consistent pas seulement à appliquer des modifications à des installations. En effet, seul le premier exemple, soit « l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'installations de transport ou de production et de tout équipement connexe », s'applique, dans le cadre des PAC découlant de l'application de la Norme, seulement aux installations du réseau BPS.

Pour l'ensemble des autres exemples d'actions correctives, celles-ci vont au-delà du RTP. Prenons l'exemple du deuxième point de la référence (ii), traitant

des systèmes de protection et des automatismes de réseau. Ces derniers ne sont pas spécifiquement inclus dans le RTP. La définition du RTP ne vise pas l'inclusion dans le RTP de systèmes de protection ou d'automatismes de réseau, il faut plutôt interpréter de manière à ce que le système de protection ou l'automatisme de réseau ait un impact sur des installations du RTP. C'est ainsi que les normes de fiabilité s'appliquent. Or, un automatisme de réseau n'est pas RTP, il a plutôt un impact sur le RTP (ou le BPS en l'occurrence). Ainsi, lorsque le Coordonnateur précise que les PAC « peuvent comprendre des mesures qui ne sont pas limitées aux éléments BPS », il fait référence à ces exemples qui ne concernent pas des installations RTP ou BPS.

1.2 Veuillez préciser si les installations RTP non-BPS qui pourraient être visées par les PAC appartiennent à l'entité visée HQ et/ou à d'autres entités visées. Dans ce dernier cas, veuillez préciser le nom des entités visées susceptibles de voir leurs installations visées par les PAC découlant de l'application de la Norme, et devant mettre en application des actions correctives à leurs installations.

R1.2 Comme précisé à la réponse R1.1, les exemples d'actions correctives à la référence (ii), à l'exception du premier exemple qui est seulement applicable aux installations du réseau BPS et donc à l'entité HQ seulement, ne visent pas spécifiquement des installations RTP ou BPS. En outre, sauf pour le premier exemple de la référence (ii), le Coordonnateur ne peut affirmer avec certitude qu'il n'y aura jamais une entité autre qu'HQ qui pourrait être impliquée dans un PAC. Enfin, cette situation est très improbable, mais théoriquement possible.

1.3 Veuillez préciser en vertu de quelle norme de fiabilité du régime obligatoire en vigueur au Québec, les propriétaires des installations BPS qui seraient visées par les PAC auraient l'obligation de s'y conformer en mettant en application des actions correctives.

R1.3 Le Coordonnateur précise qu'il n'y a pas une norme spécifique ni une exigence spécifique d'une norme qui exige d'un propriétaire d'une installation, ou un distributeur par exemple, de se conformer à un plan d'actions correctives qui découle de la Norme spécifiquement. Toutefois, 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.

1.4 Veuillez préciser en vertu de quelle norme de fiabilité du régime obligatoire en vigueur au Québec, les propriétaires des installations RTP non-BPS qui seraient visées par les PAC auraient l'obligation de s'y conformer en mettant en application des actions correctives.

R1.4 Voir la réponse R1.3. La même réponse est applicable.

1.5 Veuillez expliquer la différence entre les notions suivantes pouvant être des actions correctives élaborées dans le cadre des PAC (références (i) et (ii)), en l'illustrant par des exemples :

- « *procédures d'exploitation* »;
- « *procédure d'exploitation temporaire* »;
- « *procédure d'exploitation particulière* ».

R1.5 Une procédure d'exploitation, tel que défini au Glossaire, se résume à un document qui décrit les étapes précises que doivent suivre ou les tâches que doivent accomplir un ou plusieurs exploitants pour atteindre des objectifs d'exploitation particuliers. Les étapes d'une procédure d'exploitation doivent être suivies dans l'ordre de leur présentation et réalisées par les exploitants désignés. Un document qui indique les étapes précises que doit suivre un répartiteur pour retirer de l'exploitation une ligne de transport est un exemple de procédure d'exploitation.

Dans le cas d'une procédure d'exploitation temporaire, seule la notion temporelle vient différencier ce cas de figure de la procédure d'exploitation. En effet la procédure d'exploitation temporaire pourrait être utilisée par exemple, lorsque des raccordements temporaires ont lieu sur le réseau pour des travaux.

En ce qui concerne la procédure d'exploitation particulière, il n'y a pas de différence avec la procédure d'exploitation. Le Coordonnateur avait utilisé la terminologie « particulière » dans le seul objectif de spécifier qu'une telle procédure d'exploitation émanerait d'un besoin identifié dans un plan d'actions correctives de la Norme.

1.6 Veuillez expliquer la différence entre la notion générale de « *procédures d'exploitation* » telle que la Norme le prévoit (référence (ii)) et les « *directives d'exploitation* » de l'article 85.13 de la Loi (référence (iii)), en précisant le contexte d'application de chacune de ces deux notions dans le cadre du régime obligatoire de fiabilité.

R1.6 Une directive se définit comme l'ensemble des règles à observer et des mesures à prendre pour régir une activité. Sa portée est donc plus large que celle d'une procédure d'exploitation. Dans le cadre du régime obligatoire de fiabilité, les deux s'appliquent dans le même contexte, c'est-à-dire, par exemple, la réalisation d'une activité prévue à une norme de fiabilité.

1.7 Veuillez expliquer la différence entre des « *critères de performance* » et des « *critères de comportement* » (référence (i)), en lien avec la simulation de contingences conformément à l'application du tableau 1 de la Norme (référence (iv)). Veuillez donner des exemples.

R1.7 Le Coordonnateur soumet que la terminologie « critères de comportement » a été choisie dans le cadre de la traduction de la Norme, mais elle est somme toute équivalente à l'utilisation de la terminologie « critères de performance ». Dans le cadre de l'application de la norme, soit dans les références mentionnées à la question, les deux termes sont des synonymes.

1.8 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle, dans des juridictions hors Québec :

- le champ d'application de la norme de la NERC TPL-001-5.1 est le BES;
- les contingences du tableau 1 sont simulées sur le BES;
- les PAC élaborés conformément à la norme de la NERC TPL-001-5.1 s'appliquent également au BES.

R1.8 Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie pour l'ensemble des éléments ci-haut en précisant, avec sa réponse R1.1, que des exemples d'actions correctives peuvent cibler des systèmes, des équipements ou de la documentation qui ne font pas explicitement partie du RTP (ou du BES, en l'occurrence).

1.8.1 Dans le cas où la compréhension de la Régie est confirmée en tout ou partie, veuillez commenter l'opportunité de codifier à l'Annexe Québec de la Norme que les PAC, tel que l'exigence E2.7.1 de la Norme en décrit des exemples (référence (ii)), peuvent comprendre des mesures qui ne sont pas limitées aux installations BPS, alors que ce dernier est le champ d'application de la Norme, puisqu'il s'agit d'une particularité propre au Québec. Si le Coordonnateur juge cette codification opportune, veuillez proposer un libellé de codification en conséquence.

R1.8.1 Comme précisé à la réponse R1.1, les exemples d'actions correctives peuvent comprendre des mesures qui ne sont pas limitées à une installation. Ainsi, le Coordonnateur est d'avis que la Norme est suffisamment explicite à l'égard des exemples d'actions correctives et ne requiert pas l'ajout d'une disposition particulière à l'Annexe Québec de la Norme.

2. Références :
- (i) Pièce [B-0026](#), p. 16, R5.1;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p. 5, R1.2;
 - (iii) Pièce [B-0009](#), Norme, tableau 1.

Préambule :

(i) « R5.1 Le processus de coordination des retraits est établi par le Coordonnateur à titre de coordonnateur de la fiabilité (ci-après, le « RC »). Ce processus prévoit tous les mécanismes de prévision des retraits d'installation de transport ou de production pour l'Interconnexion du Québec. Le processus tient compte des besoins des différentes fonctions de fiabilité, mais en fin de compte, c'est le Coordonnateur à titre de RC qui coordonne l'ensemble des retraits, qui les refuse et les approuve. Dans ce processus de coordination, le Planificateur ne soumet pas de demandes de retrait au RC, c'est plutôt le RC qui soumet une liste des différents retraits planifiés au Planificateur afin que ce dernier les considère dans son évaluation de la planification annuelle. En l'espèce, le PC a seulement besoin de considérer les retraits prévus sur le réseau BPS dans son évaluation de la planification annuelle. » [nous soulignons].

(ii) « R1.2 Le Coordonnateur précise qu'en vertu de la Norme, la portion du BES pour laquelle le Planificateur prépare une évaluation de la planification fait référence au réseau BPS au Québec. C'est-à-dire que le réseau BPS est le champ d'application pour lequel le Planificateur simule les différentes contingences prévues au tableau 1 de la Norme. Ces simulations font partie intégrante de l'évaluation de la planification annuelle faite en vertu de la Norme. » [nous soulignons]

(iii) Le tableau 1 de la Norme « Comportement en régime permanent et en stabilité – Événements de planification » présente différentes catégories de contingences et indique, pour plusieurs d'entre elles, qu'un des événements à simuler est la perte d'un groupe de production.

Demande :

2.1 Veuillez expliquer comment le Planificateur peut simuler les différentes contingences prévues au Tableau 1 de la Norme (référence (ii)) sur le réseau BPS, qui ne comprend aucun groupe de production, en intégrant à ces simulations :

- les retraits d'installation de production (référence (i));
- la perte d'un groupe de production (référence (iii)).

R2.1 L'objectif des simulations effectuées par le PC et le TP est de s'assurer que les critères de comportement établis par le PC et le TP permettent le développement fiable et fonctionnel dans une multitude de conditions du réseau BPS. En d'autres mots, c'est la résultante des différentes contingences sur le réseau BPS qui est analysé par le PC et le TP. Cela n'empêche pas d'appliquer la simulation d'un ou plusieurs événements en dehors du réseau BPS, comme le retrait d'un groupe de production, pour analyser le comportement du réseau BPS à la suite de ce retrait.

De plus, le Coordonnateur réitère que les modèles de réseaux utilisés pour les évaluations de la planification intègrent la quasi-totalité des installations de transport de l'Interconnexion du Québec, y compris les installations de production. La modélisation des groupes de production est essentielle.

Le Coordonnateur soumet d'ailleurs que cette application de la Norme fonctionne également dans le contexte des réseaux voisins où le BES s'applique à la Norme. Un PC et/ou un TP pourraient décider de retirer un élément hors BES dans sa simulation et identifier, ou plutôt analyser, les effets sur le BES.

Enfin, le Coordonnateur indique que si la Régie souhaite obtenir des précisions supplémentaires à l'égard des pratiques du Planificateur dans la réalisation de ses évaluations de la planification, il suggère la tenue d'une séance de travail au présent dossier dans laquelle certains représentants du Planificateur pourraient être invités.

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 5 et 6;
 - (iii) Pièce [B-0002](#), p. 2;
 - (iv) Pièce [B-0021](#), p. 5 et 6;
 - (v) Pièce [B-0021](#), p. 10.

Préambule :

- (i) Le Coordonnateur mentionne :

« Pour la norme de fiabilité TPL-001-5.1, le Coordonnateur propose de reconduire la disposition particulière à l'égard du champ d'application de la norme de fiabilité TPL-001-4, soit le champ d'application du réseau Bulk (BPS).

[...]

Le coordonnateur de la planification est d'avis que de maintenir le champ d'application de la norme TPL-001 au BPS permet à la fois de garantir un niveau de fiabilité adéquat en ce qui a trait à la planification du réseau de transport et de considérer, ce faisant, les particularités du réseau de transport de l'Interconnexion du Québec. » [nous soulignons]

- (ii) En ce qui a trait à l'évaluation de la pertinence de la Norme, le Coordonnateur mentionne :

« Le Rapport du SAMS et SPCS concluait que pour adresser les enjeux liés aux points de défaillance uniques dans les systèmes de protection, la norme TPL-001 devait être modifiée.

[...]

Le Rapport conclut que les risques associés aux points de défaillance uniques sont plus faibles pour les réseaux à plus haut niveau de tension. Le Coordonnateur en déduit que la probabilité d'un événement sur des points de défaillance uniques est inférieure sur le réseau BPS (réseau

majoritairement à très haute tension) que sur le réseau BES (réseau majoritairement à haute tension). Toutefois, le Coordonnateur est d'accord avec la conclusion du Rapport qui mentionne que le risque est suffisant pour modifier la norme TPL-001 afin d'identifier les systèmes de protection où des points de défaillance uniques pourraient exister et ainsi, diminuer le risque d'impact négatif sur la fiabilité. Ainsi, la modification est pertinente au Québec.» [nous soulignons]

(iii) La demande précise :

« 11. Les modifications demandées visent principalement à assurer que les entités responsables de la planification complètent une analyse plus approfondie sur les points de défaillance uniques dans les systèmes de protection de leur réseau et qu'elles prennent les actions appropriées pour corriger les enjeux potentiels, et ce, tel que plus amplement détaillé aux pièces HQCF-1, documents 1 et 2.

12. Le Coordonnateur affirme que la Norme de fiabilité faisant l'objet de la présente demande est une amélioration de la version présentement en vigueur au Québec. » [nous soulignons]

(iv) En complément de preuve le Coordonnateur mentionne :

« Ensuite, la Régie fait mention dans sa lettre du 13 juillet 2023 au présent dossier que les modifications apportées à la Norme, en comparaison à celle présentement en vigueur, sont d'envergures. Le Coordonnateur est d'avis qu'il importe d'entrée de jeu de rassurer la Régie à ce sujet. Pour les raisons détaillées dans les présentes, le Coordonnateur est d'avis que les modifications à la Norme au présent dossier ne sont pas d'une grande envergure.

[...]

Bien que cette modification puisse donner lieu le cas échéant à des plans d'action correctives, les projets qui en découleraient n'auraient pas nécessairement pour effet d'augmenter de façon significative le niveau de fiabilité du réseau au Québec.

[...]

En somme, le Coordonnateur est d'avis qu'il ne s'agit pas de modifications d'envergures apportées à la Norme. » [nous soulignons]

(v) En complément de preuve le Coordonnateur mentionne :

« Le Coordonnateur est également d'avis qu'il ne serait pas dans l'intérêt de la fiabilité au Québec de retarder l'adoption de la présente version de la Norme afin d'attendre l'étude du Planificateur. »

Demandes :

- 3.1 Selon les références (i) et (ii), les risques associés aux points de défaillance uniques sont plus faibles sur le réseau BPS que sur le réseau BES. La Norme au Québec s'applique uniquement au réseau BPS, soit un réseau à risques faibles. Aussi, selon la référence (iii), le Coordonnateur affirme que la Norme de fiabilité faisant l'objet de la présente demande est une *amélioration* de la version présentement en vigueur au Québec. Cependant, à la suite de la demande de complément de preuve, le Coordonnateur mentionne, en référence (iv), qu'il n'y a pas d'augmentation de façon significative du niveau de la fiabilité au Québec à la suite de la modification proposée, et qu'il n'y a pas de modifications d'envergure apportées à la Norme. Dans ce contexte, veuillez préciser en quoi des modifications qui ne sont pas des *modifications d'envergure* (référence (iv)) représentent une *amélioration* de la version en vigueur au Québec (référence (ii)).

R3.1 Le Coordonnateur précise que la nouvelle version de la Norme est une amélioration par rapport à la précédente, en ce sens qu'elle améliore les pratiques du PC dans la réalisation de son évaluation de la planification annuelle en captant, par exemple, les points de défaillance uniques ou en identifiant des retraits qui ne sont plus limités à plus de six mois. Toutefois, dans le contexte de l'Interconnexion du Québec et dans le contexte où le réseau BPS est applicable à la Norme, les modifications apportées à la norme TPL-001-5.1 ont peu d'impact puisque les pratiques actuelles du PC et du TP répondent déjà positivement à celles-ci. C'est dans ce contexte que le Coordonnateur est en mesure d'affirmer que les modifications ne sont pas d'envergure. Dans une autre juridiction et dans un autre contexte que celui du Québec, les modifications pourraient être considérées d'envergure par certaines entités et leur application pourrait avoir un impact élevé, mais ce n'est pas le cas en l'espèce.

- 3.1.1. La pièce B-0002, plus spécifiquement la référence (iii), ne fait aucune allusion aux champs d'application BPS ou RTP. Compte tenu de l'indication au paragraphe 12 cité à la référence (iii) en lien avec l'*amélioration* de la version présentement en vigueur au Québec, veuillez préciser si cette amélioration est liée au réseau RTP ou BPS. Veuillez préciser.

R3.1.1 Voir la réponse R3.1.

- 3.2 Selon les références (iv) et (v), le Coordonnateur est d'avis que les modifications proposées ne sont pas des *modifications d'envergures* apportées à la Norme, mais qu'il ne serait pas dans l'intérêt de la fiabilité au Québec de retarder l'adoption de la présente version de la Norme. Veuillez justifier la demande d'adoption d'une version de la Norme qui ne présente pas de *modifications d'envergures* pour le Québec par rapport à l'option d'attendre la prochaine version de la Norme, à des fins d'efficacité réglementaire.

R3.2 Tel que précisé à la réponse R3.1, bien que les modifications proposées, dans le contexte du Québec seulement, ne sont pas des modifications

d'envergures, le Coordonnateur soumet que les modifications présentent tout de même des améliorations dans les pratiques du PC et du TP à l'égard de la réalisation de son évaluation de la planification annuelle.

Le Coordonnateur invite à la prudence compte tenu des circonstances mentionnées à la réponse R3.1. La *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit que le Coordonnateur dépose les normes de fiabilité à la Régie pour adoption et qu'il dépose à cette occasion une évaluation de la pertinence et des impacts. Toutefois, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'a pas comme fardeau de justifier l'adoption d'une nouvelle version de norme dans le présent dossier. Par contre, le Coordonnateur est d'avis que les modifications pour application au Québec de la Norme, ne sont pas d'envergures. Le Coordonnateur demande donc à la Régie de ne pas retarder l'adoption de la Norme pour ce dernier motif. Elle ne pourrait par ailleurs inviter le Coordonnateur à attendre la prochaine version de la Norme en vue de son adoption au Québec en raison du fait que les modifications dans la version présentée sont minimales. À titre d'exemple, par sa décision D-2021-058, la Régie adoptait au dossier R-4149-2021 des normes suivant l'exercice d'harmonisation des normes (SER) de la NERC, retirant seulement des normes ou des exigences pour éviter des redondances avec d'autres normes, soit des modifications qui ne sont pas d'envergures.

De plus, l'entente entre la Régie, la NERC et le NPCC ne prévoit pas que seules des normes comportant des modifications d'envergures par rapport aux pratiques actuelles doivent être développées. Finalement, le Coordonnateur souligne qu'en plus d'être pertinente, l'adoption de la présente version permet de respecter l'objectif d'harmonisation de la fiabilité entre réseaux voisins en Amérique du Nord.

FIABILITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC

4. Références :
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0026](#), p. 11, R3.3;
 - (iii) Pièce [B-0026](#), p. 4, R1.1;
 - (iv) Pièce [B-0026](#), p. 10, R2.4;
 - (v) Pièce [B-0026](#), p. 5, R1.2.

Préambule :

(i) « *Le Planificateur est d'avis qu'à ce stade, le maintien du champ d'application au réseau BPS, tel que c'est le cas depuis plusieurs années, est sans impact sur la fiabilité. Le Planificateur ne peut identifier aucun évènement ou élément déclencheur récent ou passé, qui permet de remettre en question la fiabilité actuelle du réseau de transport.* » [nous soulignons].

(ii) « R3.3 [...] À cet effet, le Coordonnateur souligne à nouveau que le maintien du champ d'application BPS au présent dossier pour la Norme ne fait que reconduire une situation déjà existante, et ce, dans l'attente de la réalisation de l'analyse approfondie du Planificateur. Cette dernière ne pourra commencer que suivant la mise en place définitive du nouveau RTP et nécessitera vraisemblablement beaucoup de temps et plusieurs ressources. Au surplus, selon le Planificateur, rien ne permet de conclure que la reconduction de la situation actuelle risque de remettre en doute la fiabilité du réseau de transport. » [nous soulignons]

(iii) « R.1.1 Le Coordonnateur précise la compréhension de la Régie à l'effet que les plans d'actions correctives peuvent comprendre des mesures qui ne sont pas limitées aux éléments BPS. » [nous soulignons]

(iv) « R.2.4 [...] le Coordonnateur confirme que le libellé de la référence (ii), dans le contexte du Québec, réfère au fonctionnement fiable du RTP. » [nous soulignons]

(v) « R1.2 Le Coordonnateur précise qu'en vertu de la Norme, la portion du BES pour laquelle le Planificateur prépare une évaluation de la planification fait référence au réseau BPS au Québec. C'est-à-dire que le réseau BPS est le champ d'application pour lequel le Planificateur simule les différentes contingences prévues au tableau 1 de la Norme. Ces simulations font partie intégrante de l'évaluation de la planification annuelle faite en vertu de la Norme. » [nous soulignons]

Demandes :

4.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle le maintien du champ d'application de la Norme au seul BPS (référence (i) et (ii)) permet le fonctionnement fiable du RTP (référence (iv)).

R4.1 Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie en ce sens que tel qu'il est précisé dans le complément de preuve à la pièce B-0021 à la page 6, aucun événement récent ou passé ne permet de remettre en doute que l'application de la Norme au seul BPS permet le fonctionnement fiable du RTP.

4.1.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle le champ d'application de la Norme réfère au BPS car il est le seul réseau « pour lequel le Planificateur simule les différentes contingences prévues au tableau 1 de la Norme » (référence (v)).

R4.1.1 Le Coordonnateur précise que le Planificateur simule des contingences sur l'ensemble du réseau et ne se limite pas au réseau BPS. Pour plus de précision, voir la réponse R2.1.

4.1.2 Veuillez expliquer comment les PAC pouvant « *comprendre des mesures qui ne sont pas limitées aux éléments BPS* » peuvent découler de simulations visant le BPS uniquement.

R4.1.2 Voir les réponses R1.1 et R2.1.

4.1.3 Puisque les PAC « *peuvent comprendre des mesures qui ne sont pas limitées aux éléments BPS* » (référence (iii)), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle il est obligatoire que les propriétaires des installations RTP non-BPS mettent en application les PAC pour le fonctionnement fiable du RTP (référence (iv)).

R4.1.3 Le Coordonnateur ne peut confirmer la compréhension de la Régie. Tel que précisé aux réponses R1.3 et R1.4, aucune norme ou exigence actuelle ne rend obligatoire l'application des PAC découlant de la Norme par les propriétaires d'installations RTP, RTP non-BPS, BPS ou tout autre réseau.

4.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle l'application des PAC à des installations RTP non-BPS est en vigueur « *depuis plusieurs années* » dans le contexte de la mention suivante « *le maintien du champ d'application au réseau BPS, tel que c'est le cas depuis plusieurs années, est sans impact sur la fiabilité* » (référence (i)).

R4.2 Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie en précisant que les éléments des réponses R1.1 et R1.2 apportent des éclaircissements sur la portée des PAC.

4.3 Dans le contexte où :

- « *le maintien du champ d'application au réseau BPS, tel que c'est le cas depuis plusieurs années, est sans impact sur la fiabilité* » (référence (i))
- « *selon le Planificateur, rien ne permet de conclure que la reconduction de la situation actuelle risque de remettre en doute la fiabilité du réseau de transport* » (référence (ii))
- l'objet de la Norme pour le Québec est d'établir des critères de comportement pour la planification du réseau de transport dans l'horizon de planification, afin de développer le RTP pour qu'il fonctionne de façon fiable dans une grande variété de conditions de réseau et malgré des contingences probables très variées (référence (iv));

Veuillez commenter le caractère opportun, pour la Régie, d'ordonner au Coordonnateur d'identifier, de concert avec le Planificateur, le moment opportun où « *l'analyse approfondie du Planificateur* » (référence (ii)) visant l'étude de l'élargissement du champ d'application de la Norme au RTP sera requise, dans l'objectif du fonctionnement fiable du RTP, lorsque

le maintien du champ d'application de la Norme au BPS ne sera plus suffisant pour atteindre cet objectif.

R4.3 Le Coordonnateur est d'avis qu'une telle ordonnance n'est pas requise ni opportune. Les projets à haute priorité de la NERC¹ prévoient le dépôt d'une nouvelle version de la norme TPL-001 à la FERC d'ici la fin de l'année 2024. Ainsi, le Coordonnateur est sûr qu'il aura l'occasion de déposer une révision de la norme TPL-001 pour adoption à la Régie dès 2025, laquelle comprendra nécessairement l'analyse approfondie du Planificateur relative à l'élargissement du champ d'application de la Norme.

Le Coordonnateur est d'avis que, bien que la question de l'élargissement du champ d'application soit pertinente, elle pourra valablement être effectuée à l'occasion du dépôt de la prochaine version de la Norme. Dans l'intervalle, si un enjeu sur la fiabilité du réseau devait être constaté, en l'occurrence en lien avec la Norme, il est certain que le Coordonnateur prendrait les actions nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau.

DATE DE MISE EN VIGUEUR

5. Références :
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 11;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 4;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 3 et 4;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 3, note de bas de page 11, Plan de mise en œuvre du projet 2015-10 de la NERC, p. 3, figure 1.

Préambule :

(i) « En effet, le Coordonnateur estime que le délai de mise en vigueur de la Norme pourrait être réduit de trente-six (36) mois à douze (12) mois. La réduction du délai de mise en vigueur de la Norme représente un impact faible pour le Planificateur. De plus, cela éviterait un chevauchement entre la Norme et de nouvelles versions de la Norme, tel que présenté au paragraphe suivant. Le Coordonnateur estime que cette proposition s'inscrit dans une optique d'efficacité réglementaire. Le Coordonnateur s'engage également à présenter l'étude du Planificateur dans le cadre d'un dossier ultérieur portant sur la révision de la Norme, ce qui permettra de traiter de la question du champ d'application de la Norme. »

À cet égard, le Coordonnateur soumet que la FERC, par son ordonnance 896, a ordonné à la NERC de déposer une nouvelle version de la TPL-001 pour adoption au plus tard à la fin de décembre 2024. Le Coordonnateur estime donc qu'une nouvelle version de la Norme pourrait être

¹ Liste des projets de normes de fiabilité en développement à la NERC, consulté le 19 janvier 2024 au <https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Standards-Under-Development.aspx> (en anglais seulement)

adoptée par la FERC au cours de l'été 2025 et conséquemment, cette nouvelle version de la Norme pourrait être déposée dans des délais raisonnables par le Coordonnateur. Le Coordonnateur indique qu'il serait opportun d'accompagner la demande d'adoption de la nouvelle version de la Norme de l'analyse complète de l'impact d'appliquer la Norme au RTP. D'ailleurs, la NERC travaille actuellement sur quatre (4) projets desquels des modifications à la Norme pourraient découler et donc, selon les travaux de la NERC, plusieurs nouvelles versions de la Norme pourraient être déposées à la Régie dans un horizon de cinq (5) ans. » [nous soulignons][note de bas de page omise]

(ii) Le Coordonnateur propose les délais de mise en application suivants pour la Norme :

Exigences	Proposition de date de mise en application de la norme TPL-001-5.1 au Québec
Toutes sauf l'exigence E2.7 pour les composants non redondants d'un système de protection identifié à la catégorie P5 du tableau 1 de la norme et précisé à la note de bas de page 13 de la norme, éléments a), b), c) et d). Note : La première évaluation de la planification annuelle doit être complétée conformément à la TPL-001-5.1 sauf pour les plans d'actions correctives de la révision de la catégorie P5, au plus tard à cette date.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trente-six (36) mois suivant l'approbation de la Régie.
Exigence E2.7 pour le développement des plans d'actions correctives afin d'atteindre les critères de comportements requis pour la catégorie P5 du tableau 1 de la norme seulement, sauf pour la partie en gras de l'exigence E2.7 suivante « Les évaluations de la planification subséquentes pourront apporter des révisions aux plans d'actions correctives, mais le réseau planifié devra continuer de répondre aux critères de comportement du tableau 1 » et ce, seulement pour la catégorie d'événement P5 qui concerne les composants non redondants d'un système de protection identifié à la note de bas de page 13 a), b), c) et d). Note : Toutes les évaluations de la planification après cette date doivent comporter des plans d'actions correctives pour tout non-respect des critères de comportement établis pour les événements de catégorie P5 du tableau 1, lorsqu'identifiés.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir soixante (60) mois suivant l'approbation de la Régie.
Toutes les exigences sont applicables.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cent-huit (108) mois suivant l'approbation de la Régie.

(iii) « 1.5. Dates d'entrée en vigueur proposées »

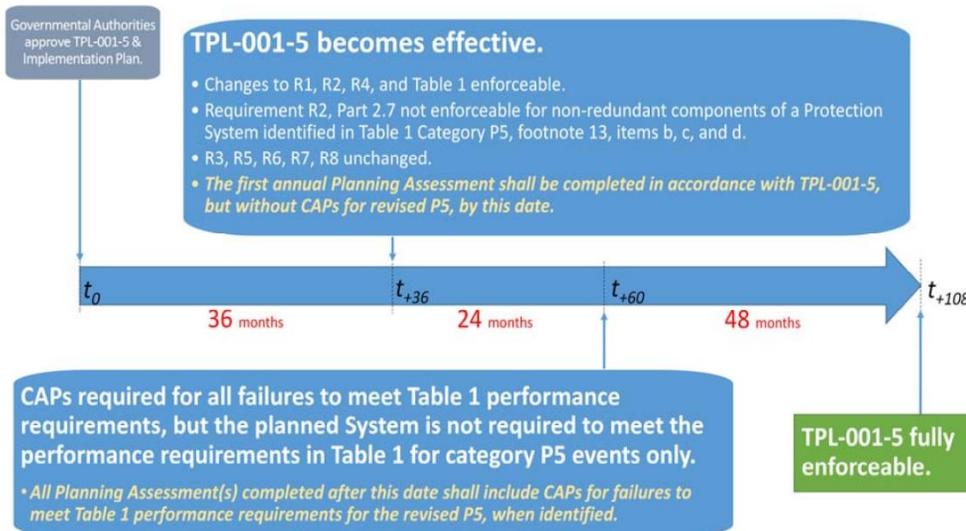
Le plan de mise en œuvre du projet 2015-1011 de la NERC propose que la norme TPL-001-5.1 entre en vigueur en trois (3) étapes distinctes :

1. En premier lieu, la date de l'entrée en vigueur de la norme est proposée trente-six (36) mois après l'approbation de l'organisme réglementaire à l'exception de l'exigence E2.7 pour les

composants non redondants d'un système de protection de la catégorie P5 du tableau 1, tel que spécifié à la note de bas de page 13 a, b, c et d.

2. Ensuite, un délai additionnel de vingt-quatre (24) mois est proposé pour permettre le développement des plans d'actions correctives pour régler les défaillances liées à la catégorie P5 du tableau 1.
3. Finalement, un délai supplémentaire de quarante-huit (48) mois est proposé afin que la norme TPL-001-5.1 soit entièrement applicable » [nous soulignons]

(iv) Le Plan de mise en œuvre du projet 2015-10 de la NERC prévoit à la figure 1 :



Demandes :

5.1 Dans la description de l'exception relative à l'exigence E2.7 de la Norme à la première étape de la référence (iii) et dans le tableau de la référence (ii), veuillez justifier l'ajout de l'item « a » de la note de bas de page 13 du tableau 1 de la Norme, alors que le Plan de mise en œuvre de la NERC ne fait référence qu'aux items « b », « c » et « d » de la note de bas de page 13 pour cette même exception (référence (iv)).

R5.1 Le Coordonnateur est d'avis que le plan de mise en œuvre de la NERC² comporte une erreur typographique, ou un simple oubli à sa figure 1 en ce sens que le texte précédant et suivant la figure 1 inclus spécifiquement l'item « a » et que la note de bas de page 13 du tableau 1 de la Norme a été

² Plan de mise en œuvre du projet 2015-10 de la NERC, consulté le 17 janvier 2024 au https://www.nerc.com/pa/Stand/Project_201510%20Single%20Points%20of%20Failure_TPL001_DL/2015-10_TPL-001-5_Implementation_Plan_Clean_10112018.pdf

entièrement révisée. Le Coordonnateur ne serait pas en mesure de justifier un délai plus court de mise en œuvre pour cet item.

- 5.2 Veuillez commenter l'opportunité de réduire le délai de mise en vigueur de la Norme de 36 à 12 mois puisque, selon la référence (i), cela représente un « *impact faible pour le Planificateur* », « *s'inscrit dans une optique d'efficacité réglementaire* » et que « *plusieurs nouvelles versions de la Norme pourraient être déposées à la Régie dans un horizon de cinq (5) ans* » et ce, même si la Régie ne devait pas donner suite à l'étude du Planificateur sur l'élargissement du champ d'application au RTP de la Norme. Dans l'affirmative, veuillez modifier le tableau de la référence (ii) en conséquence.

R5.2 Le Coordonnateur est d'avis que la réduction du délai de mise en vigueur de la Norme à 12 mois est acceptable, n'impose pas un fardeau supplémentaire à l'entité responsable (le PC et le TP) et s'inscrit dans une optique d'efficacité réglementaire.

À cet effet, le Coordonnateur dépose l'annexe Québec de la Norme révisée, dans ses versions française et anglaise, à la pièce révisée HQCF-2, document 3 et en suivi des modifications à la pièce HQCF-2, document 3.1.