

**NORMES DE FIABILITÉ DE LA NERC
(VERSION FRANÇAISE)
PERTINENTES À L'AUDIENCE**

A. Introduction

1. **Titre :** Déclaration des événements
2. **Numéro :** EOP-004-2
3. **Objet :** Améliorer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* en exigeant la déclaration des événements par les entités responsables.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. Entités fonctionnelles : Aux fins des exigences et de l'annexe 1 insérée dans la présente norme EOP-004, les entités fonctionnelles suivantes seront désignées collectivement par le terme « entité responsable ».
 - 4.1.1. *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.2. *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.1.3. *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.4. *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.1.5. *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.6. *Exploitant d'installation de production*
 - 4.1.7. *Distributeur*

5. **Dates d'entrée en vigueur :**

Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'approbation de cette norme par les autorités réglementaires pertinentes. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO.

6. **Contexte :**

La NERC a constitué en 2009 une équipe pour la demande d'autorisation de norme (SAR) afin d'étudier et proposer des révisions aux normes de fiabilité CIP-001 et EOP-004. L'équipe devait considérer les points suivants :

1. La norme CIP-001 pourrait être fusionnée avec la norme EOP-004 afin d'éliminer les redondances.
2. Les actes de sabotage doivent être déclarés au « DOE » dans le cadre de la norme EOP-004.
3. Les renvois spécifiques au formulaire du « DOE » doivent être éliminés.
4. La norme EOP-004 comportait certaines lacunes « à combler » .

Le développement incluait d'autres améliorations aux normes jugées appropriées par l'équipe de rédaction, avec le consensus des parties prenantes, en vue d'établir des normes de fiabilité du *système de production-transport d'électricité* de grande qualité, exécutoires et techniquement suffisantes.

Le SAR du projet 2009-01, déclaration des perturbations et des actes de sabotage a été passé au stade de développement de norme, en août 2009, par le Comité de la NERC. L'équipe de rédaction de norme sur la déclaration des perturbations et des actes de sabotage (DSR SDT) a été constituée vers la fin de 2009.

Le DSR SDT a développé un document conceptuel pour solliciter les commentaires des parties prenantes sur les concepts en matière de déclaration que l'équipe de rédaction de norme avait développés. Sur la feuille de route, la publication du document conceptuel recherchait les commentaires des parties prenantes qui seront utilisés par le DSR SDT pour la mise à jour ou la révision des normes CIP-001 et EOP-004. Le document conceptuel fournissait aux parties prenantes l'information de fond et la réflexion du DSR SDT. Le DSR SDT a examiné les normes existantes, le SAR, les questionnements contenus dans la base de données des questionnements de la NERC et les directives de l'Ordonnance 693 de la FERC pour déterminer un plan de cheminement prudent en respect de la révision de ces normes.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque entité responsable doit avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements conforme à l'annexe 1 de EOP-004-2 qui inclut le ou les protocoles de déclaration à l'organisation de fiabilité électrique et aux autres organisations (par exemple *l'entité régionale*, le personnel de l'entreprise, le *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, les autorités policières ou l'autorité gouvernementale). [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- M1.** Chaque entité responsable devra avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements daté qui inclut mais sans s'y limiter, le ou les protocoles et chaque organisation identifiée pour recevoir une déclaration des événements pour les types d'événement spécifiés à l'annexe 1 de EOP-004-2 et en conformité avec l'entité responsable de la déclaration.
- E2.** Chaque entité responsable doit déclarer les événements conformément à son *plan d'exploitation* dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration pour un type d'événement, ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant si l'événement survient pendant une fin de semaine (reconnue comme la période comprise entre le vendredi à 16 h, heure locale, et le lundi à 8 h, heure locale). [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : évaluation de l'exploitation*]
- M2.** Chaque entité responsable doit avoir des pièces justificatives de déclaration

d'un événement, soit une copie du formulaire de l'annexe 2 de la norme EOP-004-2 dûment rempli ou un formulaire « DOE-OE-417 », soit une pièce justificative de transmission (par exemple un journal d'exploitation ou un autre document d'exploitation, un enregistrement vocal, un courriel ou une confirmation de télécopie) attestant que la déclaration de l'événement a été transmise dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration pour un type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant si l'événement survient survenu pendant une fin de semaine (reconnue comme la période comprise entre le vendredi à 16 h, heure locale, et le lundi à 8 h, heure locale). (E2)

- E3.** Chaque entité responsable doit valider toutes les coordonnées contenues dans le *plan d'exploitation* établi conformément à l'exigence E1 à chaque année civile. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- M3.** Chaque entité responsable doit avoir des registres datés pour démontrer qu'elle a validé toutes les coordonnées contenues dans son *plan d'exploitation* à chaque année civile. Ces pièces justificatives peuvent inclure, mais sans s'y limiter, des enregistrements vocaux datés et des journaux d'exploitation ou d'autre document de communication. (E3)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1 Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes mesures pour assurer la conformité~~

L'entité régionale doit jouer le rôle de *responsable de ~~la surveillance de l'application des normes mesures pour assurer la conformité~~* (CEA), à moins que l'entité pertinente soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, l'ERO ou une *entité régionale* approuvée par la FERC ou une autre autorité gouvernemental pertinente doit jouer le rôle de CEA.

1.2 Conservation des pièces justificatives

L'entité responsable doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant de sa conformité tel qu'indiqué ci-dessous, à moins que son *responsable de ~~la surveillance de l'application des normes mesures pour assurer la conformité~~* lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période de temps dans le cadre d'une enquête :

Les périodes de conservation des pièces justificatives suivantes identifient la période de temps pendant laquelle une entité est tenue de conserver des pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives spécifiée ci-dessous est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit , le

responsable de la surveillance de l'application des normes des mesures pour assurer la conformité peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- Chaque entité responsable doit conserver le *plan d'exploitation* courant ainsi que chaque version produite depuis le dernier audit aux fins de l'exigence E1 et de la mesure M1.
- Chaque entité responsable doit conserver une pièce justificative de leur conformité depuis le dernier audit aux fins des exigences E2, E3 et des mesures M2, M3.

Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période spécifiée ci-dessus, selon la période la plus longue.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes mesures pour assurer la conformité doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit demandés et présentés subséquemment.

1.3 Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête sur la conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4 Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	Facteur de risque de la non-conformité	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Sévère
E1	Planification de l'exploitation	Faible	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> , mais a omis d'inclure un type d'événement applicable.	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> , mais a omis d'inclure deux types d'événement applicables.	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> , mais a omis d'inclure trois types d'événement applicables.	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> , mais a omis d'inclure quatre types d'événement applicables ou plus. OU L'entité responsable n'avait pas de plan d'exploitation de déclaration des événements.

E#	Horizon de temps	Facteur de risque de la non-conformité	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Sévère
E2	<i>Évaluation de l'exploitation</i>	Moyen	<p>L'entité responsable a soumis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires exigés plus de 24 heures mais en 36 heures ou moins après l'atteinte d'un seuil de déclaration des événements.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à une des entités identifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements à l'intérieur de 24 heures.</p>	<p>L'entité responsable a soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires exigés plus de 36 heures mais en 48 heures ou moins après l'atteinte d'un seuil de déclaration des événements.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à deux des entités identifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements à l'intérieur de 24 heures.</p>	<p>L'entité responsable a soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires exigée plus de 48 heures mais en 60 heures ou moins après l'atteinte d'un seuil de déclaration des événements.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à trois des entités identifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements à l'intérieur de 24 heures.</p>	<p>L'entité responsable a soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires exigés plus de 60 heures après l'atteinte d'un seuil de déclaration.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis une déclaration des événements (par écrit ou verbalement) à quatre des entités identifiées ou plus dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements à l'intérieur de 24 heures.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis de déclaration pour un événement de l'annexe 1 de la norme EOP-004.</p>

E#	Horizon de temps	Facteur de risque de la non-conformité	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Sévère
E3	<i>Planification de l'exploitation</i>	Moyen	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le <i>plan d'exploitation</i> , mais était en retard par moins d'un mois civil. OU L'entité responsable a validé au moins 75 %, mais moins de 100 % des coordonnées contenues dans le <i>plan d'exploitation</i> .	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le <i>plan d'exploitation</i> , mais était en retard par plus d'un mois civil mais par moins de deux mois civil. OU L'entité responsable a validé au moins 50 %, mais moins de 75 % des coordonnées contenues dans le <i>plan d'exploitation</i> .	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le <i>plan d'exploitation</i> , mais était en retard par plus de deux mois civil mais par moins de trois mois civil. OU L'entité responsable a validé au moins 25 %, mais moins de 50 % des coordonnées contenues dans le <i>plan d'exploitation</i> .	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le <i>plan d'exploitation</i> , mais était en retard de trois mois civil ou plus. OU L'entité responsable a validé moins de 25 % des coordonnées contenues dans le <i>plan d'exploitation</i> .

D. Différences

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Références

Principes directeurs et justification technique (annexé)

EOP-004 – Annexe 1 : Événements à déclarer

REMARQUE : Lorsque les conditions sont défavorables (par exemple, des conditions météorologiques sévères, des événements multiples, etc.), il peut être impossible de déclarer les dommages causés par un événement et de produire une déclaration d'événement par écrit à l'intérieur du délai de la norme. Dans de tels cas, l'entité responsable touchée doit aviser les intervenants conformément à l'exigence E2 et fournir toute l'information dont elle dispose au moment de l'avis. Soumettre les déclarations à l'ERO par l'entremise de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780).

Soumettre l'annexe 2 de la norme EOP-004 (ou DOE-OE-417) conformément aux exigences E1 et E2.

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Domage ou destruction d'une <i>installation</i>	RC, BA, TOP	Domage ou destruction d'une <i>installation</i> dans sa zone de <i>de fiabilité</i> , dans sa zone d' <i>équilibrage</i> ou dans la zone d' <i>exploitant de réseau de transport</i> , qui entraîne des actions visant à éviter une <i>urgence sur le système de production-transport d'électricité (BES)</i> .
Domage ou destruction d'une <i>installation</i>	BA, TO, TOP, GO, GOP, DP	Domage ou destruction de son <i>installation</i> , découlant d'une action humaine délibérée avérée ou présumée.
Menaces physiques à une <i>installation</i>	BA, TO, TOP, GO, GOP, DP	Menace physique à son <i>installation</i> à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui ont le potentiel de dégrader l'exploitation normale de l' <i>installation</i> . OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans une <i>installation</i> . Ne pas déclarer un vol sauf s'il dégrade l'exploitation normale de l' <i>installation</i> .

EOP-004-2 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Menaces physiques à un centre de contrôle du BES	RC, BA, TOP	Menace physique à son centre de contrôle du BES, à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui ont le potentiel de dégrader l'exploitation normale du centre de contrôle. OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans un centre de contrôle du BES.
<i>Urgence</i> sur le BES nécessitant un appel au public pour réduire la charge	L'entité à l'origine de l'appel au public est responsable de la déclaration	Diffusion d'un appel au public en vue de réduire la charge.
<i>Urgence</i> sur le BES nécessitant un abaissement de tension sur tout le réseau	L'entité à l'origine de l'abaissement de tension est responsable de la déclaration	Abaissement de tension sur tout le réseau de 3 % ou plus.
<i>Urgence</i> sur le BES nécessitant un délestage manuel de charge ferme	L'entité à l'origine du délestage manuel est chargée de la déclaration	Délestage manuel de charge ferme ≥ 100 MW.
<i>Urgence</i> sur le BES entraînant un délestage automatique de charge ferme	DP, TOP	Délestage automatique de charge ferme ≥ 100 MW (par des automatismes de délestage en sous-tension ou en sous-fréquence, ou par des SPS/RAS).
Excursion de tension dans une <i>installation</i>	TOP	Observé dans sa zone une excursion de ± 10 % de la tension nominale pendant ≥ 15 minutes continues.
Dépassement des IROL (toutes les <i>Interconnexions</i>) ou des SOL pour les <i>chemins de transfert</i> majeurs de WECC (WECC seulement)	RC	Exploite à l'extérieur des IROL pendant une durée plus longue que la IROL T_V (toutes les <i>Interconnexions</i>) ou exploite à l'extérieur des SOL pendant plus de 30 minutes pour les <i>chemins de transfert</i> majeurs de WECC (WECC seulement).

EOP-004-2 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte de charge ferme	BA, TOP, DP	Perte de charge ferme pour ≥ 15 minutes : ≥ 300 MW pour les entités dont la demande de l'année précédente est $\geq 3\,000$; OU ≥ 200 MW pour toutes les autres entités.
Séparation du réseau (îlotage)	RC, BA, TOP	Chaque séparation entraînant la formation d'un îlot de ≥ 100 MW.
Perte de production	BA, GOP	Perte de production totale, à l'intérieur d'une minute, de : $\geq 2\,000$ MW pour les entités de l'Interconnexion de l'Est ou de l'Ouest ; OU $\geq 1\,000$ MW pour les entités de l'ERCOT ou de l'Interconnexion du Québec.
Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau)	TO, TOP	Perte totale de l'alimentation électrique externe affectant une centrale nucléaire en production selon les <i>exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire</i> .
Perte de transport	TOP	Perte imprévue dans sa zone, contraire à la conception, de trois <i>éléments</i> BES ou plus causée par une perturbation commune (à l'exclusion d'un réenclenchement automatique réussi).
Évacuation imprévue d'un centre de contrôle du BES	RC, BA, TOP	Évacuation imprévue d'une installation de centre de contrôle du BES pour une durée de 30 minutes continues ou plus.
Perte totale de capacité des communications vocales	RC, BA, TOP	Perte totale de capacité des communications vocales affectant un centre de contrôle du BES pour une durée de 30 minutes continues ou plus.

EOP-004-2 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte totale de la capacité de surveillance	RC, BA ,TOP	Perte totale de capacité de surveillance d'un centre de contrôle du BES pour une durée de 30 minutes continues ou plus, rendant inopérante la capacité d'analyse (par exemple, l'estimateur d'état ou l'analyse des contingences).

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements	
<p>Utiliser ce formulaire pour déclarer les événements. L'organisation de fiabilité électrique (ERO) acceptera le formulaire du DOE OE-417 au lieu de ce formulaire si l'entité est obligé de soumettre un rapport OE-417. Soumettre les déclarations à l'ERO par l'entremise de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780).</p>	
Tâche	Commentaires
1.	Entité remplissant la déclaration doit inclure : Nom de l'entreprise : Nom de la personne à contacter : Adresse courriel de la personne à contacter : Numéro de téléphone : Soumis par (nom) :
2.	Date et heure de l'événement constaté Date (aaaa-mm-jj) : Heure (hh:mm) : Fuseau horaire :
3.	L'événement a-t-il eu son origine sur votre réseau ? Oui <input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Inconnu <input type="checkbox"/>
4.	<p style="text-align: center;">Identification et description de l'événement :</p> <div style="display: flex;"> <div style="flex: 1;"> <p>(Cocher la case appropriée)</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Dommage ou destruction d'une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à un centre de contrôle <input type="checkbox"/> <i>Urgence</i> sur le BES : <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> appel au public pour réduire la charge <input type="checkbox"/> abaissement de tension sur tout le réseau <input type="checkbox"/> délestage manuel de charge ferme <input type="checkbox"/> délestage automatique de charge ferme <input type="checkbox"/> Excursion de tension dans une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Dépassement des IROL (toutes les <i>Interconnexions</i>) ou des SOL pour les <i>chemins de transfert</i> majeurs de WECC (WECC seulement) <input type="checkbox"/> Perte de charge ferme <input type="checkbox"/> Séparation du réseau <input type="checkbox"/> Perte de production <input type="checkbox"/> Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau) <input type="checkbox"/> Perte de transport <input type="checkbox"/> Évacuation imprévue d'un centre de contrôle <input type="checkbox"/> Perte totale de la capacité des communications vocales <input type="checkbox"/> Perte totale de la capacité de surveillance </div> <div style="flex: 1; border-left: 1px solid black; padding-left: 10px;"> Description écrite (facultative) : </div> </div>

Principe directeur et justification technique

Discussions sur l'applicabilité aux distributeurs

Le DSR SDT a inclus les distributeurs (DP) dans la liste des entités visées par la présente norme. L'équipe reconnaît que les DP ne posséderont pas tous *des installations* du BES et ne répondront pas au « seuil de déclaration » pour un des événements énumérés à l'annexe 1. Ces DP n'auront pas à soumettre de déclaration en vertu de l'exigence E2. Néanmoins, ces DP seront responsables du respect des exigences E1 et E3. Le DSR SDT n'a pas l'intention d'exiger de ces entités d'avoir un plan d'exploitation détaillé pour traiter des événements qui ne s'appliquent pas à eux. Dans de tel cas, le DSR SDT demande au DP d'avoir un plan d'exploitation très simple qui inclut une affirmation qu'il n'y a aucun des événements de l'annexe 1 qui s'applique à lui (pour respecter l'exigence E1) et que le DP révisera la liste des événements de l'annexe 1 (pour respecter l'exigence E3). L'équipe ne considère pas que cela sera un fardeau, peu importe l'entité, car le développement et la validation annuelle du plan d'exploitation ne devraient pas prendre plus de 30 minutes sur une base annuelle. Si un DP constate, pendant une revue annuelle, que des événements deviennent pertinents, il est attendu que le DP développera un plan d'exploitation plus détaillé afin de se conformer aux exigences de la norme.

Déclarations multiples par une même organisation

Pour les entités qui ont de multiples fonctions, le DSR SDT considère que ces entités n'auront à soumettre qu'une seule déclaration pour n'importe quel événement individuel. Par exemple, si une entité est enregistrée comme *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport*, elle ne devrait soumettre qu'une seule déclaration pour un événement particulier plutôt que soumettre trois déclarations à titre d'entités enregistrées individuellement.

Résumé des concepts-clés

Le DSR SDT a identifié les principes suivants pour l'aider dans le développement de la norme :

- Développer un formulaire unique pour déclarer les perturbations et les événements qui menacent la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*
- Explorer d'autres moyens d'efficacité, tels le développement d'un formulaire électronique et l'inclusion possible d'exigences régionales de déclaration
- Établir des critères clairs de déclaration
- Établir des délais uniformes de déclaration
- Définir clairement qui devra recevoir l'information et comment elle sera utilisée

Pendant le développement des concepts, le DSR SDT a tenu compte de la directive de la FERC de « définir davantage le terme sabotage ». Il y avait des préoccupations de la part des parties prenantes à l'effet que la définition pourrait être ambiguë et sujette à interprétation. Conséquemment, le DSR SDT a décidé d'éliminer le terme « sabotage » de la norme. L'équipe a estimé qu'il était presque impossible de déterminer si un acte ou un événement relevait d'un sabotage ou de vandalisme sans l'intervention des autorités policières. Le DSR SDT a estimé qu'essayer de définir le terme sabotage résulterait en une augmentation de l'ambiguïté

relativement aux événements à déclarer. Le terme « sabotage » n'est plus inclus dans la norme. Les événements énumérés à l'annexe 1 de la norme EOP-004 ont été développés afin de guider la déclaration des événements réels aussi bien que les événements pouvant avoir un impact sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*. Le DSR SDT croit qu'il s'agit d'un moyen tout aussi efficace et efficient de tenir compte de la directive de la FERC.

Les types d'événements qui doivent être déclarés sont indiqués à l'annexe 1 de la norme EOP-004. Le DSR SDT s'est coordonné avec le groupe de travail sur l'analyse des événements de la NERC (NERC Events Analysis Working Group) pour développer la liste des événements qui doivent être déclarés en vertu de cette norme. L'annexe 1 de EOP-004 se rattache à ces actions ou événements qui ont eu un impact sur le *système de production-transport d'électricité*. Ces événements étaient déclarés auparavant en vertu de EOP-004-1, CIP-001-1 ou du formulaire OE-417 du département de l'Énergie (Department Of Energy). L'annexe 1 de EOP-004 couvre des éléments similaires qui pourraient avoir un impact sur le *système de production-transport d'électricité* ou ont le potentiel d'avoir un impact et devraient être déclarés.

Le DSR SDT désire clarifier que la norme proposée n'inclut aucune avis d'exploitation en temps réel pour les événements indiqués à l'annexe 1 de la norme EOP-004. La communication en temps réel est traitée et couverte par d'autres normes. La norme proposée concerne uniquement la déclaration après le fait.

Cueillette de données

Les exigences de EOP-004-1 exigent des entités de « rapidement analyser les perturbations du *système de production-transport d'électricité* sur son réseau ou dans ses installations » (exigence E2). Les exigences de EOP-004-2 spécifient que certains types d'événement doivent être déclarés mais n'exigent aucune indication sur l'analyse des événements. Les événements déclarés en vertu de EOP-004-2 peuvent donner lieu à un examen plus poussé selon le programme d'analyse d'événements de l'ERO. Si justifié, le personnel affecté au programme d'analyse d'événements pourrait réclamer que plus de données pour certains événements doivent être fournies par l'entité déclarante ou par d'autres entités touchées par l'événement. Les entités sont invitées à se familiariser avec le programme d'analyse d'événements et les règles de procédure de la NERC afin de mieux connaître les attentes du programme.

Déclaration auprès des autorités policières

L'objectif de fiabilité de EOP-004-2 est d'améliorer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* en requérant la déclaration d'événements par les entités responsables. Certaines indisponibilités, dues notamment à des actes de vandalisme ou de terrorisme, ne sont raisonnablement pas évitables. Ceux-ci sont des types d'événements qui doivent être déclarés aux autorités policières. Les entités comptent sur les corps policiers pour intervenir et enquêter sur ces événements qui ont le potentiel de toucher une portion plus étendue du BES. L'inclusion de la déclaration auprès des autorités policières donne les moyens et soutient les principes de fiabilité telle la protection du système production-transport d'électricité contre les attaques physiques malicieuses. L'importance de la vigilance du BES à propos des menaces environnantes est essentielle à une exploitation et à une planification efficaces pour atténuer les risques potentiels pour le BES.

Parties prenantes dans le processus de déclaration

- Industrie
- NERC (ERO) , entité régionale
- FERC
- DOE
- NRC
- DHS niveau fédéral
- Services de la Sécurité intérieure - niveau des États
- Organismes de réglementation des États
- Autorités policières locales
- Autorités policières d'État ou provinciales
- FBI
- Gendarmerie royale du Canada (GRC)

Les parties prenantes ci-dessus ont un intérêt pour la déclaration en temps opportun, la communication et l'intervention en cas d'incident à une *installation*. Ces parties prenantes ont des niveaux d'imputabilité variés et ont un intérêt particulier pour la protection et l'intervention pour assurer la fiabilité du BES.

Attentes actuelles de l'industrie envers la norme CIP-001-1a :

Il est de la compréhension des participants de l'industrie qu'un acte de sabotage doit être déclaré au FBI. Le FBI dispose des pouvoirs appropriés pour enquêter sur les actes de sabotage et de terrorisme. La norme CIP-001-1a exige que des liaisons soient établis entre l'industrie et le FBI ou la GRC. Ces exigences, en vertu de la norme, manquaient de clarté et ont mené à des malentendus et à de la confusion dans l'industrie sur la manière de démontrer que cette liaison est en place et efficace. À titre d'exemple de preuve de conformité à l'exigence E4, les entités responsables ont demandé au personnel du FBI de confirmer par écrit, sur papier à en-tête du « FBI », l'existence d'une relation fonctionnelle pour la déclaration des actes de sabotage, le nombre d'années d'existence de cette relation et la validité des numéros de téléphone du « FBI ».

Coordination entre les autorités policières locales et d'État avec le FBI

Le groupe de travail conjoint sur le terrorisme (JTTF) a pris naissance avec la formation de la première équipe de travail en 1980. Les JTTF sont de petites cellules formées de personnes hautement formées, basées localement, enquêteurs dévoués, analystes, linguistes, experts en intervention tactique (SWAT) et autres spécialistes provenant de dizaines de corps policiers et d'organismes de renseignement des É.U. Le JTTF est issue d'un effort multiorganismes dirigé par le département de la Justice et le FBI visant à combiner les ressources des autorités policières fédérales, d'État et locales. La coordination et les communications sont largement assurées par l'interagence « National Joint Terrorism Task Force », opérant à partir du siège social du FBI laquelle veille à ce que les renseignements circulent librement entre les équipes JTTF locales. Ces flux d'information peuvent être très bénéfiques à l'industrie pour les activités d'analyse des renseignements, d'intervention et d'enquête. Historiquement, l'intervention la plus immédiate possible en cas d'incident dans l'industrie est celle des corps policiers locaux et d'État, en cas de

dommages présumément attribuables à un acte de vandalisme ou criminel dans des installations de l'industrie. Dépendre de la coordination JTTF entre les autorités policières locales et d'État et le FBI serait bénéfique grâce à une communication efficace et une profondeur d'enquête appropriée.

Coordination entre les corps policiers locaux et provinciaux et la GRC

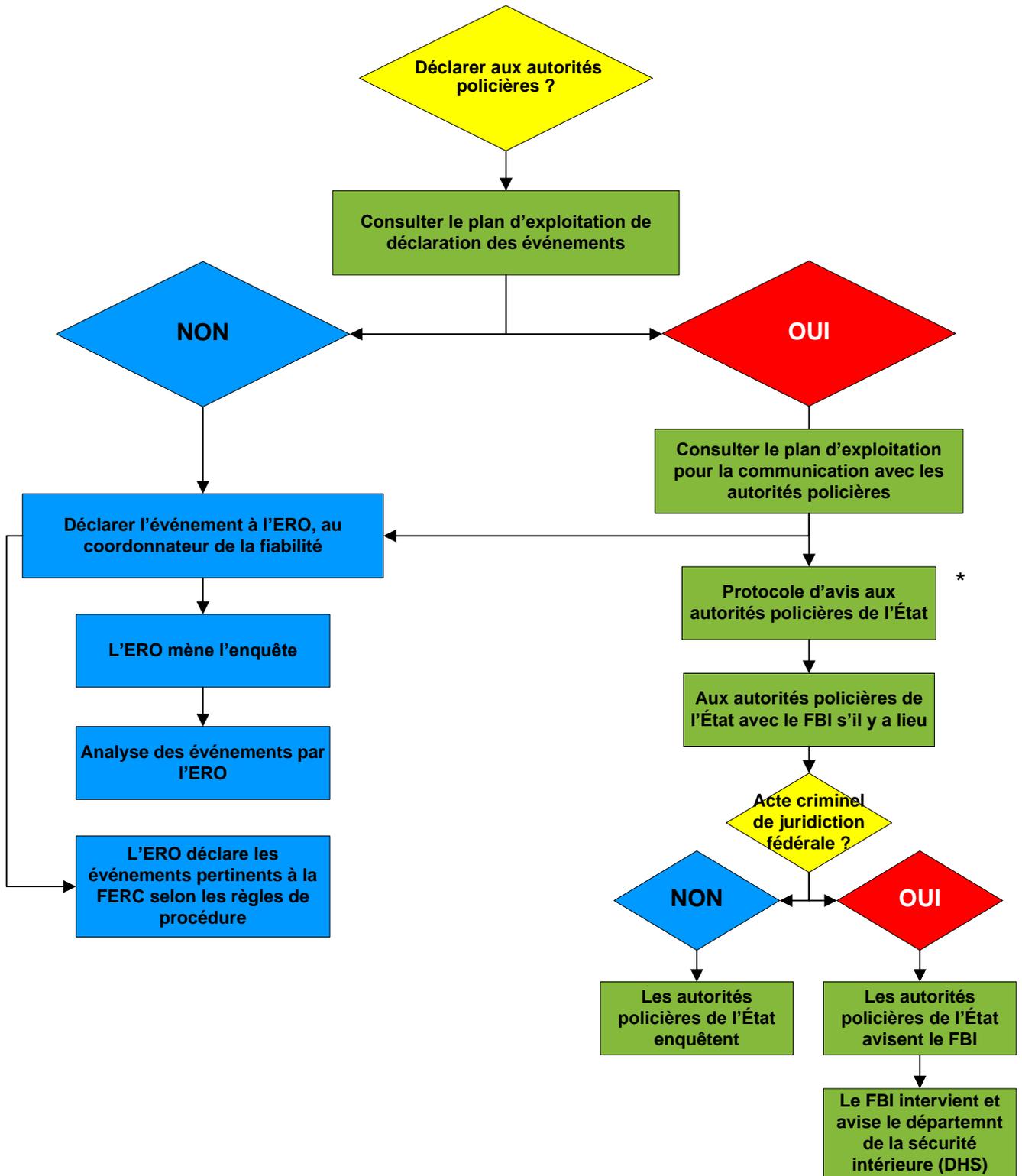
Une coordination semblable existe entre les autorités policières au Canada. Les corps policiers locaux et provinciaux se coordonnent entre eux pour enquêter sur des actes présumés de vandalisme et de sabotage. Les corps policiers provinciaux ont une entente de déclaration avec la Gendarmerie royale du Canada (GRC).

Proposition de processus de déclaration – EOP-004

Une proposition discutée avec le FBI, le personnel de la FERC, le coordonnateur des projets de normes de la NERC et le président du SDT est présentée ci-après sous la forme d'un ordigramme (hiérarchie de déclaration des événements à déclarer). Essentiellement, déclarer un événement aux autorités policières impliquera pour l'industrie d'aviser le corps policier provincial, d'État ou local. Celui-ci coordonnera ensuite les opérations avec les autorités policières ayant la juridiction voulue pour enquêter. Si le corps policier provincial, d'État ou local décide que les autorités policières fédérales ou la GRC doivent intervenir pour faire enquête, ce corps policier avisera le FBI ou la GRC et assurera la coordination.

Exemple d'un processus de déclaration comprenant les autorités policières

Entité touchée par un événement de l'annexe 1



* Les entités canadiennes suivront les protocoles des autorités policières applicables à leur territoire.

Équipe de rédaction sur la déclaration des perturbations et des actes de sabotage (projet 2009-01)

Concepts relatifs à la déclaration

Introduction

Le SAR du projet 2009-01, déclaration des perturbations et des actes de sabotage est passée au stade de développement de norme, en août 2009, par le Comité de la NERC. L'équipe de rédaction de norme sur la déclaration des perturbations et des actes de sabotage (DSR SDT) a été constituée vers la fin de 2009 et a développé des nouvelles versions de normes basées sur la demande d'autorisation de norme « SAR ».

Les normes mentionnées dans la demande d'autorisation de norme « SAR » :

- CIP-001 – Signalement des actes de sabotage
- EOP-004 – Déclaration des perturbations

Les changements n'incluent pas les avis d'exploitation en temps réel pour les types d'événements couverts par CIP-001 et EOP-004. Les exigences de déclaration en temps réel sont faites au moyen du système RCIS et sont couvertes par d'autres normes (par exemple EOP-002, Défaillances en puissance et en énergie). Ces normes portent exclusivement sur la déclaration après le fait.

Le DSR SDT a regroupé les déclarations des perturbations et des actes de sabotage dans une seule norme. Ces deux éléments ainsi que d'autres concepts-clés sont décrits dans les sections suivantes.

Résumé des concepts et des hypothèses

La norme :

- exige la déclaration d'« événements » qui nuisent ou peuvent nuire à la fiabilité du système de production-transport d'électricité
- énonce des critères de déclaration clairs
- spécifie des délais uniformes de déclaration
- identifie une applicabilité cohérente, incluant une hiérarchie de déclaration dans le cas de déclaration des perturbations
- apporte des éclaircissements sur les destinataires de l'information

Discussions sur la déclaration des perturbations

Les exigences de déclaration des perturbations existaient dans la version précédente de la norme EOP-004. La définition approuvée actuelle du terme « perturbation » dans le glossaire des termes de la NERC est la suivante :

1. Un événement imprévu qui provoque une condition anormale du réseau.
2. Toute perturbation du réseau électrique.
3. Le changement inattendu de l'ACE qui est causé par une défaillance de production ou une interruption de charge soudaine.

Des exigences de déclaration des perturbations et des critères étaient présents dans la version précédente de la norme EOP-004 et de ses annexes. Le DSR STD a discuté les besoins pour la fiabilité de déclaration de perturbation et a développé une liste d'événements qui doivent être déclarés en vertu de cette norme (EOP-004, annexe 1).

Discussions sur la déclaration des événements

Il existe des situations qui méritent d'être déclarées parce qu'elles ont le potentiel d'impacter la fiabilité.

La déclaration des événements facilite la sensibilisation de l'industrie, ce qui permet aux parties potentiellement vulnérables de se préparer et d'atténuer n'importe quel risque associé à la fiabilité. Elle fournit les données brutes, dans le cas de certaines menaces potentielles à la fiabilité, à partir desquelles, de dégager des tendances émergentes.

Exemples de tels événements incluent :

- Boulons enlevés sur les pylônes de ligne de transport°;
- Déraillement de train près d'une *installation* susceptible d'endommager directement une *installation* ou peut indirectement endommager une *installation* (par exemple, une cargaison inflammable ou toxique présentant un risque d'incendie ou causant l'évacuation d'un centre de contrôle)°;
- Destruction d'un équipement du *système de production-transport d'électricité* « BES ».

Qu'en est-il du sabotage?

Un point ressort clairement des discussions de DSR SDT concernant le sabotage : chacun a une définition différente. La norme CIP-001 en vigueur a suscité la réponse suivante de la FERC dans l'ordonnance 693, paragraphe 471, qui statue en partie : « ... *la Commission demande à l'ERO d'apporter les modifications suivantes à la norme de fiabilité dans le cadre du processus d'élaboration des normes de fiabilité : 1) définir plus précisément le sabotage et fournir des indications sur les événements déclencheurs qui pourraient obliger une entité à déclarer un événement de sabotage* ».

Souvent, la cause sous-jacente d'un événement est inconnue ou ne peut être confirmée. Le DSR SDT croit qu'en déclarer des risques importants pour le *système de production-transport d'électricité* en utilisant la catégorisation des événements de la présente norme, sera plus facile de recevoir l'information pertinente à des fins d'atténuation, de sensibilisation, et de suivi, tout en écartant l'élément distraction de la motivation.

Certains types d'événement devraient être déclarés à la NERC, au département de la Sécurité intérieure (DHS), au bureau fédéral d'investigation (FBI) et/ou aux autorités policières provinciales ou locales. Les autres types d'événement pourraient avoir des exigences de déclaration différentes. Par exemple, un événement relatif à un vol de cuivre peut simplement être déclaré aux autorités policières locales.

Utilisations potentielles de l'information déclarée

L'analyse d'événements, la corrélation des données, et la recherche de tendances sont quelques-unes des utilisations potentielles de l'information déclarée en vertu de cette norme. Cette norme

demande aux entités fonctionnelles de déclarer les incidents et de fournir l'information connue au moment de la déclaration. La collecte de données supplémentaires nécessaires pour l'analyse des événements est décrite dans le programme d'analyse des événements et dans les règles de procédure de la NERC. D'autres entités (par exemple, la NERC, les autorités policières, etc.) seront responsables d'effectuer l'analyse. Les [règles de procédure de la NERC \(section 800\)](#) donnent un aperçu des responsabilités de l'organisation de fiabilité électrique (ERO) relativement à l'analyse et à la diffusion de l'information pour la fiabilité. Les agences ayant juridiction (qui peuvent inclure le DHS, le FBI, la NERC, les RE, la FERC, les autorités provinciales de réglementation et le DOE) ont d'autres tâches et responsabilités.

Collecte de l'information déclarée ou « guichet unique »

Le DSR SDT reconnaît que certaines régions requièrent de l'information additionnelle à déclarer au-delà de ce qui est exigé par la norme EOP-004. Le DSR SDT a mis à jour la liste des événements à déclarer dans l'annexe 1 de la norme EOP-004 à partir de discussions avec les agences ayant juridiction, la NERC, les entités régionales, et des intrants des parties prenantes. Il y a une possibilité que des différences régionales continuent d'exister.

La déclaration requise par cette norme visent à répondre aux besoins et aux objectifs de la NERC. Le DSR SDT reconnaît l'existence d'autres exigences de déclaration (par exemple; déclaration DOE-417), qui peuvent dupliquer ou chevaucher l'information requise par la NERC. Dans la mesure où d'autres déclarations sont requises, le DSR SDT considère que des saisies d'information redondantes ne devraient pas être nécessaires, et que la transmission d'une alternative de déclaration sera acceptable pour la NERC pour autant que toute l'information demandée par la NERC soit soumise. Par exemple, si l'information du formulaire DOE recoupe entièrement celle exigée par la NERC, la déclaration DOE peut être envoyée à la NERC au lieu d'entrer cette information dans le formulaire de la NERC.

Justification :

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à la norme pour exposer la justification de diverses parties de la norme. Après l'approbation par le BOT, le contenu de ces zones de texte a été transféré dans cette section.

Justification pour l'exigence E1 :

L'exigence d'avoir un plan d'exploitation pour la déclaration de certains événement spécifiques fournit à l'entité une méthode qui permet à son personnel d'exploitation de reconnaître les événements qui affectent la fiabilité et d'être capable de les déclarer aux parties concernées; par exemple; les entités régionales, les *coordonnateurs de la fiabilité* concernés, les autorités policières et les autres agences ayant juridiction, s'ils sont reconnus. De plus, ces déclarations d'événements sont un intrant pour le programme d'analyse d'événements de la NERC. Les autres parties utilisent cette information pour promouvoir la fiabilité, instaurer une culture d'excellence en matière de fiabilité, favoriser la collaboration au sein de l'industrie et promouvoir une organisation continue d'apprentissage.

Chaque entité enregistrée qui possède ou exploite des éléments ou des dispositifs du réseau électrique a un processus formel ou informel, une procédure, ou des étapes à suivre pour

recueillir l'information sur ce qui s'est passé lorsque les événements arrivent. Cette exigence demande à l'entité responsable de documenter la manière dont, cette procédure, ce processus, ou ce plan est organisé. Cette documentation peut être constituée d'un seul document ou d'une combinaison de divers documents qui permettent d'atteindre l'objectif de fiabilité.

Le ou les protocoles de communication pourraient comprendre un ordinogramme du processus, la désignation du personnel interne et externe ou des entités à aviser, ou une liste du personnel avec le nom et les coordonnées de leur vis à vis. Une procédure existante qui répond aux exigences de la norme CIP-001-2a peut être incluse dans ce plan d'exploitation ainsi que d'autres processus, procédures ou plans permettant de répondre à cette exigence.

Justification pour l'exigence E2 :

Chaque entité responsable doit déclarer et communiquer les événements conformément à son plan d'exploitation basé sur l'information de l'annexe 1 de la norme EOP-004-2. En implantant le plan d'exploitation de déclaration d'événements l'entité responsable assurera la sensibilisation de la situation à l'organisation de fiabilité électrique, afin qu'elles puissent ensemble dégager des tendances et se préparer pour des prochains événements possibles et atténuer l'impact de l'événement en cours. Ceci assurera que le BES demeure sécuritaire et stable grâce aux mesures d'atténuation que l'entité responsable possède à même ses fonctions. En communiquant les événements conformément au plan d'exploitation, l'entité responsable fait en sorte que les personnes/agences soient au courant de la situation présente et puissent se préparer à atténuer les événement en cours et futurs.

Justification pour l'exigence E3 :

L'exigence E3 demande à l'entité responsable de valider les coordonnées des contacts contenues dans le plan d'exploitation, chaque année civile. Cette exigence aide à s'assurer de la mise à jour du plan et que les entités puissent déclarer adéquatement les événements afin de s'assurer de sensibiliser l'organisation de fiabilité électrique à la situation. Si une entité subit un événement, la pièce justificative de la communication de l'événement peut être utilisée pour démontrer la conformité selon l'exigence de la validation concernant les contacts spécifiques utilisés pour l'événement.

Justification pour l'annexe 1 de la norme EOP-004 :

Le DSR SDT a utilisé le terme défini « *installation* » pour ajouter de la clarté pour plusieurs des événements énumérés à l'annexe 1. Une *installation* est définie comme :

« Ensemble d'équipements électriques qui fonctionnent comme un seul élément du *système de production-transport d'électricité* (exemples : une ligne, un groupe de production, un compensateur shunt, un transformateur, etc.) »

Le DSR SDT n'a pas l'intention d'utiliser le terme *installation* pour désigner un poste électrique ou toute autre installation (pas un terme défini) qu'on peut considérer dans le jargon journalier du réseau électrique. Ceci signifie seulement une *installation* telle que définie ci-dessus.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2		Fusion de CIP-001-2a Signalement des actes de sabotage et EOP-004-1 Déclaration des perturbations dans la norme EOP-004-2 Déclaration des événements ; retrait de CIP-001-2a Signalement des actes de sabotage et de EOP-004-1 Déclaration des perturbations.	Révision de toute de la norme (Projet 2009-01)
2	7 novembre 2012	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	
2	20 juin 2013	Approuvée par la FERC	

Norme EOP-004-2 — Déclaration des événements

Annexe QC-EOP-004-2

Dispositions particulières de la norme EOP-004-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Déclaration des événements

2. **Numéro :** EOP-004-2

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions :

Aucune disposition particulière

Installation :

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. **Dates d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

6. **Contexte :**

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

1.1. **Responsabilité de la surveillance de l'application des normes et des mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

1.3. **Processus de surveillance et de mise en application des normes**

Aucune disposition particulière

1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Norme EOP-004-2 — Déclaration des événements

Annexe QC-EOP-004-2

Dispositions particulières de la norme EOP-004-2 applicables au Québec

Aucune disposition particulière

D. Différences

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Références

Aucune disposition particulière

EOP-004-2 – Annexe 1 : Événements à déclarer

Aucune disposition particulière

EOP-004-2 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

Aucune disposition particulière

Principe directeur et fondement technique

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** **Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification**
- 2. Numéro :** FAC-010-2.1
- 3. Objet :** Donner l'assurance que les *limites d'exploitation du réseau* (SOL) considérées pour planifier un fonctionnement fiable du *système de production-transport d'électricité* (BES) sont établies selon une méthode bien définie.
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1.** *Responsable de la planification*
- 5. Date d'entrée en vigueur :** Le 19 avril 2010

B. Exigences

- E1.** Le *responsable de la planification* doit avoir par écrit une méthode d'établissement des *limites d'exploitation du réseau* (SOL) dans sa zone de planification. Cette méthode doit :
 - E1.1.** s'appliquer aux SOL à définir pour l'horizon de planification ;
 - E1.2.** stipuler que les SOL ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées des installations* concernées ;
 - E1.3.** expliquer comment déterminer le sous-ensemble des SOL qui constitue les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL).
- E2.** La méthode du *responsable de la planification* doit spécifier que les SOL définies doivent permettre au *système de production-transport d'électricité* (BES) de fonctionner conformément à ce qui suit :
 - E2.1.** Dans son état de précontingence et avec toutes les *installations* en service, le *système de production-transport d'électricité* (BES) doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité. Dans l'établissement des SOL, l'état du *système de production-transport d'électricité* (BES) considéré doit être celui où il fonctionne dans les conditions prévues, en tenant compte des modifications de sa topologie, en cas d'indisponibilités d'*installation* par exemple.
 - E2.2.** À la suite des *contingences* simples¹ définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de pannes suite à des *déclenchements en cascade* ou de séparation non maîtrisée du réseau.
 - E2.2.1.** *défaut* monophasé à la terre ou *défaut* triphasé (le plus grave des deux), avec *élimination normale du défaut* sur un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt ;

¹ Les *contingences* définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3 sont celles qu'il est impératif d'étudier, et non nécessairement les seules qui méritent de l'être.

- E2.2.2.** perte d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un élément shunt sans *défaut* ;
 - E2.2.3.** blocage d'un pôle, avec *élimination normale du défaut*, sur un réseau à courant continu haute tension, monopolaire ou bipolaire ;
 - E2.3.** Dans la situation avec toutes les *installations* en service, la réponse du réseau à la suite d'une *contingence* simple peut comprendre soit :
 - E2.3.1.** une interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients raccordés de façon radiale ou à certains clients du réseau local branchés ou alimentés par l'*installation* en panne ou par la zone affectée ;
 - E2.3.2.** une reconfiguration du réseau par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections.
 - E2.4.** En prévision de la prochaine *contingence*, il est permis d'apporter au réseau des ajustements qui peuvent concerner la production, les utilisations du réseau de transport et sa topologie.
 - E2.5.** Dans la situation avec toutes les installations en service et à la suite de l'une ou l'autre des *contingences* multiples définies dans la norme de fiabilité TPL-003, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de pannes suite à des *déclenchements en cascade* ou de séparation non maîtrisée du réseau.
 - E2.6.** Dans la détermination de la réponse du réseau face à l'une ou l'autre des *contingences* multiples définies dans la norme de fiabilité TPL-003, outre les interventions définies aux exigences E2.3.1 et E2.3.2, l'intervention ci-dessous est acceptable :
 - E2.6.1.** Interruption planifiée ou contrôlée de fourniture d'électricité à des clients (délestage de charge), mise hors service planifiée de certains groupes de production, et/ou réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat.
- E3.** La méthode du *responsable de la planification* pour établir les SOL doit comprendre, au minimum, une description des points ci-dessous, accompagnée des marges de fiabilité correspondantes :
 - E3.1.** modèle d'étude (devant couvrir au moins la totalité de la zone du *responsable de la planification* et prendre en compte les détails de modélisation des zones des autres *responsables de la planification* qui peuvent avoir une incidence sur une ou des *installations* à l'étude) ;
 - E3.2.** sélection des *contingences* applicables ;
 - E3.3.** niveau de détail des modèles de réseau considérés pour établir les SOL ;
 - E3.4.** utilisations autorisées d'*automatismes de réseau* ou de *plans de défense* ;
 - E3.5.** état anticipé de la configuration du réseau de transport, de la répartition de la production et du niveau de *charge* ;

- E3.6.** critères permettant de déterminer quand une SOL constitue une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* et critères permettant d'établir le IROL T_v correspondant.
- E4.** Le *responsable de la planification* doit transmettre sa méthode d'établissement SOL et toutes les modifications apportées à la méthode, aux entités précisées ci-dessous, avant l'entrée en vigueur d'une modification :
- E4.1.** chaque *responsable de la planification* adjacent et chaque *responsable de la planification* ayant indiqué avoir besoin de la méthode à des fins de fiabilité ;
- E4.2.** chaque *coordonnateur de la fiabilité* et *exploitant de réseau de transport* dont l'activité s'exerce dans une partie la zone du *responsable de la planification* ;
- E4.3.** chaque *planificateur de réseau de transport* dont l'activité s'exerce dans la zone du *responsable de la planification*.
- E5.** Si un destinataire de la méthode d'établissement des SOL formule des observations techniques écrites à l'égard de celle-ci, le *responsable de la planification* doit lui répondre par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations. La réponse doit indiquer si une modification sera apportée à la méthode et, dans la négative, dire pourquoi. **(Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)**

C. Mesures

- M1.** La méthode d'établissement des SOL du *responsable de la planification* doit tenir compte de tous les points énumérés aux exigences E1 à E3.
- M2.** Le *responsable de la planification* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a transmis sa méthode d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées à la méthode, y compris la date de ces communications, conformément à l'exigence E4.
- M3.** Si un destinataire de la méthode d'établissement des SOL formule des observations techniques écrites à la suite de son examen technique de celle-ci, le *responsable de la planification* qui a transmis cette méthode doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il lui a répondu par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations, conformément à l'exigence E5. **(Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)**

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Organisation régionale de fiabilité

1.2. Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Chaque *responsable de la planification* doit présenter une déclaration sur la conformité au *responsable de la surveillance de la conformité* *responsable des mesures pour assurer la conformité* au moins tous les trois ans. Les nouveaux *responsables de la planification* doivent démontrer leur conformité au moyen d'un audit sur place mené par le *responsable de la surveillance de la conformité* *responsable des mesures pour assurer la conformité* au cours de leur première année d'activité. Le *responsable de la surveillance de la conformité* *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit aussi mener un audit sur place tous les neuf ans et enquêter si les prestations donnent lieu à une plainte.

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Le délai de rétablissement de l'état de la conformité est de 12 mois après la dernière constatation de non-conformité.

1.3. Conservation des données

Le *responsable de la planification* doit conserver les parties remplacées de sa méthode d'établissement des SOL pendant 12 mois après la date de modification à la méthode. ~~Il doit aussi conserver pendant trois ans les observations écrites reçues à l'égard de sa méthode et les réponses fournies.~~ En outre, les entités jugées non conformes doivent conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elles soient jugées de nouveau conformes. (Retrait du texte - Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver le dernier audit ainsi que tous les dossiers de conformité subséquents.

1.4. Autres informations sur la conformité

Le *responsable de la planification* doit mettre les éléments ci-dessous disponibles à des fins d'inspection lorsque le ~~responsable de la surveillance de la conformité~~*responsable des mesures pour assurer la conformité* vient mener un audit sur place ou dans les 15 jours ouvrables suivant une demande dans le cadre d'une enquête motivée par une plainte :

1.4.1. Méthode d'établissement des SOL.

Observations écrites reçues d'un destinataire de la méthode d'établissement des SOL ayant effectué un examen technique de celle-ci et les réponses fournies; (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

1.4.2. parties de la méthode d'établissement des SOL qui ont été remplacées au cours des 12 derniers mois;

1.4.3. pièces justificatives attestant que la méthode d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées au cours des 12 derniers mois ont été transmises à toutes les entités qui le requièrent.

2. Niveaux de non-conformité pour l'Interconnexion de l'Ouest : (À être remplacés par les VSL une fois qu'ils seront élaborés et approuvés par la WECC)

2.1. Niveau 1 : Il y a non-conformité de niveau 1 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

2.1.1 La méthode d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées.

2.1.2 Il n'y a pas de pièces justificatives des réponses aux observations d'un destinataire sur la méthode d'établissement des SOL. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

2.2. Niveau 2 : La méthode d'établissement des SOL ne prescrit pas de respecter tous les points des exigences E2.1 à E2.3 et celles du paragraphe 1 de la section E.

2.3. Niveau 3 : Il y a non-conformité de niveau 3 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

2.3.1 La méthode d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau face à l'une des trois *contingences* simples définies à l'exigence E2.2.

- 2.3.2** La méthode d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau face à deux des sept *contingences* multiples définies au paragraphe 1.1 de la section E.
- 2.3.3** La méthode d'établissement des *limites d'exploitation du réseau* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et passe sous silence deux des six points définis à l'exigence E3.
- 2.4. Niveau 4 :** La méthode d'établissement des SOL n'a pas été transmise à toutes les entités qui le requièrent, conformément à l'exigence E4.

3. Niveaux de gravité de la non-conformité :

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Le <i>responsable de la planification</i> a une méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle ne répond pas à E1.2.	Le <i>responsable de la planification</i> a une méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle ne répond pas à E1.3.	Le <i>responsable de la planification</i> a une méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle ne répond pas à E1.1. OU Le <i>responsable de la planification</i> n'a pas de méthode par écrit d'établissement des SOL dans sa zone de planification.
E2	La méthode d'établissement des SOL du <i>responsable de la planification</i> spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié suivant une contingence simple ou multiple, mais elle ne considère pas l'état de précontingence (E2.1).	La méthode d'établissement des SOL du <i>responsable de la planification</i> spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en état de précontingence et suivant une contingence simple, mais elle ne considère pas les contingences multiples (E2.5-E2.6).	La méthode d'établissement des SOL du <i>responsable de la planification</i> spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en état de précontingence et suivant des contingences multiples, mais elle ne répond pas aux critères de fonctionnement en réponse à une contingence simple (E2.2-E2.4).	La méthode d'établissement des SOL du <i>responsable de la planification</i> spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en état de précontingence, mais elle ne spécifie pas que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en réponse à des contingences simples (E2.2-E2.4) et ne spécifie pas que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en réponse à des contingences multiples (E2.5-E2.6).

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	<p>Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points suivants : E3.1 à E3.6 sauf un.</p>	<p>Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points suivants : E3.1 à E3.6 sauf deux.</p>	<p>Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points suivants : E3.1 à E3.6 sauf trois.</p>	<p>Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui ne comprend pas une description d'au moins quatre des points suivants : E3.1 à E3.6.</p>
E4	<p>Un des points suivants, ou les deux :</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf une.</p> <p>Pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf une ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 30 jours civils à moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf deux ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf une ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 60 jours civils à moins de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf deux ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 30 jours civils à moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p>Le responsable de la planification n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à plus de trois des entités précisées.</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et toutes les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf une ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 90 jours civils ou plus après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf deux ET pour une</p>

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
			<p>Le <i>responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf trois ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 60 jours civils à moins de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf trois ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 30 jours civils à moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>Le <i>responsable de la planification</i> a transmis sa méthode d'établissement des SOL, et les modifications apportées à cette méthode, à toutes les entités précisées sauf quatre ET pour une modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
<p>E5 (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)</p>	<p>Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de plus de 45 jours civils mais de moins de 60 jours civils.</p>	<p>Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de 60 jours civils ou plus mais de moins de 75 jours civils.</p>	<p>Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de 75 jours civils ou plus mais de moins de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>La réponse du responsable de la planification aux observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL indiquait qu'une modification ne serait pas apportée, mais n'expliquait pas pourquoi.</p>	<p>Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de 90 jours civils ou plus.</p> <p>OU</p> <p>La réponse du responsable de la planification aux observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL n'indiquait pas si une modification serait apportée à cette méthode.</p>

E. Différences régionales

- 1.** Les différences régionales ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest :
 - 1.1.** Tel que régi par les exigences E2.5 et E2.6, l'établissement des SOL doit tenir compte, avec toutes les *installations* en service, des *contingences* multiples ci-dessous :
 - 1.1.1** *défauts* phase-terre permanents simultanés sur des phases différentes, sur chacun des deux circuits de transport adjacents sur un pylône multiterne, avec *élimination normale du défaut*. Dans le cas où des pylônes multitermes n'existent qu'à l'entrée et à la sortie de postes et ne sont pas plus de cinq à chaque poste, ce risque est considéré admissible et peut ne pas être pris en compte ;
 - 1.1.2** *défaut* phase-terre permanent sur un groupe de production, un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barres, avec *élimination retardée du défaut*, sauf dans le cas des disjoncteurs de sectionnement ou de raccordement tel que défini au paragraphe 1.1.7 de la présente section ;
 - 1.1.3** perte permanente et simultanée des deux pôles d'une *installation* bipolaire à courant continu, sans *défaut* sur le courant alternatif ;
 - 1.1.4** défaillance d'un disjoncteur lié à un *automatisme de réseau* à la suite de la perte d'un élément sans *défaut* ou d'un *défaut* phase-terre permanent, avec *élimination normale du défaut* sur un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barres ;
 - 1.1.5** *défaut* autre que triphasé avec *élimination normale du défaut* sur *contingence* en mode commun touchant deux circuits adjacents sur pylônes distincts, sauf s'il est déterminé que la fréquence de l'événement est inférieure à une fois par trente ans ;
 - 1.1.6** panne en mode commun de deux groupes de production raccordés à la même cour de sectionnement, non traitée dans la norme FAC-010 ;
 - 1.1.7** perte de plusieurs tronçons de barres causée par la défaillance ou l'ouverture retardée d'un disjoncteur de raccordement ou de sectionnement de barres pour éliminer un *défaut* phase-terre permanent.
 - 1.2.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples définies aux paragraphes 1.1.1 à 1.1.5 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions suivantes :
 - 1.2.1** fonctionnement de toutes les *installations* dans leurs limites thermiques et leurs limites de fréquence et de tension post-contingence ;
 - 1.2.2** pas de panne suite à des *déclenchements en cascade* ;
 - 1.2.3** pas de séparation non maîtrisée du réseau ;
 - 1.2.4** stabilité du réseau en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ;

- 1.2.5** selon la conception du réseau et les impacts prévus sur le réseau, l'interruption contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients (délestage de charge), la mise hors service planifiée de certains groupes de production et/ou la réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat peuvent être nécessaires pour maintenir la sécurité globale des réseaux de transport interconnectés.
- 1.2.6** l'interruption des transferts fermes, de la *charge* ou la reconfiguration du réseau est permise par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections.
- 1.2.7** en prévision de la prochaine *contingence*, il est permis d'apporter au réseau des ajustements pouvant toucher la production, la *charge* et la topologie du réseau de transport dans l'établissement des limites.
- 1.3.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples définies aux paragraphes 1.1.6 et 1.1.7 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions ci-dessous, en ce qui a trait aux effets sur les autres réseaux :

 - 1.3.1** Pas de panne suite à des *déclenchements en cascade*.
- 1.4.** *L'Interconnexion* de l'Ouest peut apporter des modifications (ajustement des catégories de performance) aux *contingences* à étudier et/ou aux réponses du réseau nécessaires en cas de *contingence* touchant des installations particulières, en fonction de la performance réelle et de la robustesse du réseau. Ces modifications s'appliqueront dans l'établissement des SOL.

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoptée par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	1 ^{er} novembre 2006	Coquille corrigée. Retrait du mot « each » dans la première phrase de la section D.1.3 Conservation des données.	2007-11-01
2	24 juin 2008	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC ; Ordonnance 705 de la FERC.	Révisée
2		Modifié la date d'entrée en vigueur pour 1 ^{er} juillet 2008. Modifié « Cascading outage » pour « Cascading » Remplacé les « Levels of Non-compliance » par les « Violation Severity levels ».	Révisée
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur et de pied de page pour 29 avril 2009 basé sur l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour
2.1	5 novembre 2009	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC — modification à la section E1.1 pour refléter la renumérotation des exigences E2.4 et E2.5 de la FAC-010-1 à E2.5 et E2.6 de la FAC-010-2.	Erratum
2.1	19 avril 2010	Approuvée par la FERC — modification à la section E1.1 pour refléter la renumérotation des exigences E2.4 et E2.5 de la FAC-010-1 à E2.5 et E2.6 de la FAC-010-2.	Erratum
2.1	7 février 2013	Approvation du retrait de l'exigence E5 et les éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »). En attente d'approbation réglementaire.	
2.1	21 novembre 2013	Approvation du retrait de l'exigence E5 et les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).	
2.1	24 février 2014	Mise à jour des VSL basée sur l'approbation du 24 juin 2013.	

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Annexe QC-FAC-010-2.1

Dispositions particulières de la norme FAC-010-2.1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification
2. **Numéro :** FAC-010-2.1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 4 mai 2015
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 4 mai 2015
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1^{er} janvier 2016

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsabilité de la surveillance de la conformité**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Conservation des données**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**
Aucune disposition particulière

Norme FAC-010-2.1 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Annexe QC-FAC-010-2.1

Dispositions particulières de la norme FAC-010-2.1 applicables au Québec

2. Niveaux de non-conformité pour l'Interconnexion de l'Ouest

Aucune disposition particulière

3. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	4 mai 2015	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	xx mois 201x	Retrait de l'exigence 5	

A. Introduction

- 1. Titre :** **Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation**
- 2. Numéro :** FAC-011-2
- 3. Objet :** Donner l'assurance que les *limites d'exploitation du réseau* (SOL) considérées pour l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* (BES) selon une ou des méthodes bien définies.
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1.** *Coordonnateur de la fiabilité*
- 5. Date d'entrée en vigueur :** Le 29 avril 2009

B. Exigences

- E1.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir par écrit une méthode d'établissement des *limites d'exploitation du réseau* (méthode d'établissement des SOL) dans sa *zone de fiabilité*. Cette méthode doit :
 - E1.1.** s'appliquer aux SOL à définir pour l'horizon d'exploitation ;
 - E1.2.** stipuler que les SOL ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées des installations* concernées ;
 - E1.3.** expliquer comment déterminer le sous-ensemble des SOL qui constitue les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL).
- E2.** La méthode du *coordonnateur de la fiabilité* doit spécifier que les SOL définies doivent permettre au *système de production transport d'électricité* (BES) de fonctionner conformément à ce qui suit :
 - E2.1.** Dans son état de précontingence, le BES doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension; toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité. Dans l'établissement des SOL, l'état du *système de production-transport d'électricité* (BES) considéré doit être celui où il fonctionne dans les conditions actuelles et prévues, en tenant compte des modifications de sa topologie, en cas d'indisponibilités d'*installation* par exemple.
 - E2.2.** À la suite des *contingences* simples¹ définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension; toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées* sans dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de pannes suite à des *déclenchements en cascade* ou de séparation non maîtrisée du réseau.
 - E2.2.1.** *défaut* monophasé à la terre ou *défaut* triphasé (selon le plus grave des deux), avec *élimination normale du défaut*, sur un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt;

¹ Les *contingences* définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3 de la norme FAC-011 sont celles qu'il est impératif d'étudier, et non nécessairement les seules qui méritent de l'être.

- E2.2.2.** perte d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un élément shunt sans *défaut* ;
 - E2.2.3.** blocage d'un pôle, avec *élimination normale du défaut*, sur un réseau à courant continu haute tension, monopolaire ou bipolaire ;
 - E2.3.** Dans la détermination de la réponse du réseau face à une *contingence* simple, les interventions ci-dessous sont acceptables :
 - E2.3.1.** une interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients raccordés de façon radiale ou à certains clients du réseau local branchés ou alimentés par l'*installation en défaut* ou par la zone affectée ;
 - E2.3.2.** une interruption de la fourniture d'électricité à d'autres clients du réseau, (a) seulement si le réseau a déjà été ajusté ou est en cours d'ajustement, à la suite de la première indisponibilité ou (b) si les conditions d'exploitation réelles sont plus défavorables que prévu dans les études correspondantes ;
 - E2.3.3.** une reconfiguration du réseau par commande manuelle ou automatique ou intervention des protections.
 - E2.4.** En prévision de la prochaine *contingence*, il est permis d'apporter au réseau des ajustements qui peuvent concerner la production, les utilisations du réseau de transport et sa topologie.
- E3.** La méthode du *coordonnateur de la fiabilité* pour établir les SOL doit comprendre, au minimum, une description des points ci-dessous, accompagnée des marges de fiabilité correspondantes :
 - E3.1.** modèle d'étude (devant couvrir au moins la totalité de la *zone de fiabilité* et prendre en compte les détails de modélisation critiques des autres *zones de fiabilité* qui peuvent avoir une incidence sur une ou des *installations* à l'étude) ;
 - E3.2.** sélection des *contingences* applicables ;
 - E3.3.** processus permettant d'établir quelles limites de stabilité correspondant à la liste des contingences multiples (fournies par le *responsable de la planification* conformément à l'exigence E6 de la norme FAC-014) sont applicables pour l'horizon d'exploitation étant donné les conditions réelles ou prévues du réseau.
 - E3.3.1.** Ce processus doit tenir compte de la nécessité de modifier ces limites, leur liste ainsi que celle des contingences multiples s'y rapportant.
 - E3.4.** niveau de détail des modèles de réseau considérés pour établir les SOL ;
 - E3.5.** utilisations autorisées d'*automatismes de réseau* ou de *plans de défense* ;
 - E3.6.** état anticipé de la configuration du réseau de transport, de la répartition de la production et du niveau de *charge* ;
 - E3.7.** critères de dépassement d'une SOL qui définissent une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* et critères permettant d'établir le délai IROL T_v correspondant.

- E4.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre sa méthode d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées à la méthode, aux entités précisées ci-dessous, avant la mise en vigueur de la méthode ou d'une modification à la méthode :
- E4.1.** chaque *coordonnateur de la fiabilité* de réseau adjacent au sien et chaque *coordonnateur de la fiabilité* ayant indiqué avoir besoin de la méthode à des fins de fiabilité ;
 - E4.2.** chaque *responsable de la planification* et *planificateur de réseau de transport* qui modélise une partie quelconque de la *zone de fiabilité* ;
 - E4.3.** chaque *exploitant de réseau de transport* dont l'activité s'exerce dans sa *zone de fiabilité*.
- E5.** Si un destinataire de la méthode d'établissement des SOL formule des observations techniques écrites à l'égard de celle-ci, le *coordonnateur de la fiabilité* doit lui répondre par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations. La réponse doit indiquer si une modification sera apportée à la méthode et, dans la négative, dire pourquoi. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

C. Mesures

- M1.** La méthode d'établissement des SOL du *coordonnateur de la fiabilité* doit tenir compte de tous les points énumérés aux exigences E1 à E3.
- M2.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a transmis sa méthode d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées à la méthode, y compris la date de ces communications, conformément à l'exigence E4.
- M3.** Si un destinataire de la méthode d'établissement des SOL formule des observations écrites à la suite de son examen technique de celle-ci, le *coordonnateur de la fiabilité* qui a transmis cette méthode doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il lui a répondu par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations, conformément à l'exigence E5. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Organisation régionale de fiabilité

1.2. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit présenter une déclaration sur la conformité au ~~responsable de la surveillance de la conformité~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* au moins tous les trois ans. Les nouveaux *coordonnateurs de la fiabilité* doivent démontrer leur conformité au moyen d'un audit sur place mené par le ~~responsable de la surveillance de la conformité~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* au cours de leur première année d'activité. Le ~~responsable de la surveillance de la conformité~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit aussi mener un audit sur place tous les neuf ans et enquêter si les prestations donnent lieu à une plainte.

1.3. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les parties remplacées de sa méthode d'établissement des SOL pendant 12 mois après la date de modification à la méthode. ~~Il doit aussi conserver pendant trois ans les observations écrites reçues à l'égard de sa méthode et les réponses fournies.~~ En outre, les entités jugées non conformes doivent conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elles soient jugées de nouveau conformes. (Retrait du texte - Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

Le ~~*responsable de la surveillance de la conformité*~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver le dernier audit ainsi que tous les dossiers de conformité subséquents.

1.4. Autres informations sur la conformité

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre les éléments ci-dessous disponibles à des fins d'inspection lorsque le ~~*responsable de la surveillance de la conformité*~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* vient mener un audit sur place ou dans les 15 jours ouvrables suivant une demande dans le cadre d'une enquête motivée par une plainte :

- 1.4.1** méthode d'établissement des SOL ;
- 1.4.2** observations écrites reçues d'un destinataire de la méthode d'établissement des SOL ayant effectué un examen technique de celle-ci et les réponses fournies ; (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)
- 1.4.3** parties de la méthode d'établissement des SOL qui ont été remplacées au cours des 12 derniers mois ;
- 1.4.4** pièces justificatives attestant que la méthode d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées au cours des 12 derniers mois ont été transmises à toutes les entités qui le requièrent.

2. Niveaux de non-conformité

2.1. Niveau 1 : Il y a non-conformité de niveau 1 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

- 2.1.1** La méthode d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées.
- 2.1.2** Il n'y a pas de pièces justificatives des réponses aux observations d'un destinataire sur la méthode d'établissement des SOL. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

2.2. Niveau 2 : La méthode d'établissement des SOL ne prescrit pas de respecter tous les points des exigences E3.1, E3.2 et E3.4 à E3.7 et du paragraphe 1 de la section E.

- 2.3. Niveau 3 :** Il y a non-conformité de niveau 3 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :
- 2.3.1** La méthode d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau face à l'une des trois *contingences* simples définies à l'exigence E2.2.
 - 2.3.2** La méthode d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau face à deux des sept *contingences* multiples définies au paragraphe 1.1 de la section E.
 - 2.3.3** La méthode d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et passe sous silence deux des six points définis aux exigences E3.1, E3.2 et E3.4 à E3.7.
- 2.4. Niveau 4 :** La méthode d'établissement des SOL n'a pas été transmise à toutes les entités qui le requièrent, conformément à l'exigence E4.

3. Niveaux de gravité de la non-conformité :

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais cette méthode ne tient pas compte de l'exigence E1.2.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais cette méthode ne tient pas compte de l'exigence E1.3.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais cette méthode ne tient pas compte de l'exigence E1.1. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ne dispose d'aucune méthode d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> .
E2	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> prescrit de définir ces limites de façon que le BES fonctionne normalement suivant une contingence simple, mais ne prescrit pas de les définir en état de précontingence (E2.1).	Sans objet	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> prescrit de définir ces limites de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, mais ne prescrit pas de les définir suivant une contingence simple (E2.2-E2.4).	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ne prescrit pas de définir ces limites de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, et ne prescrit pas de les définir suivant une contingence simple (E2.1-E2.4).
E3	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour l'une des exigences E3.1 à E3.7, ne fournit pas la description requise.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour deux des exigences E3.1 à E3.7, ne fournit pas la description requise.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour trois des exigences E3.1 à E3.7, ne fournit pas la description requise.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour plus de trois exigences E3.1 à E3.7, ne fournit pas la description requise.
E4	Au moins l'une des situations suivantes : Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent.	L'une des situations suivantes : Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a	L'une des situations suivantes : Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a	L'une des situations suivantes : Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à plus de trois des entités qui le requièrent.

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	<p>Pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>été transmise dans un délai compris entre 30 et 60 ours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à deux des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>été transmise dans un délai compris entre 60 et 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à deux des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 30 et 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à trois des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de plus de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à deux des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 60 et 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à trois des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 30 et 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>

Norme FAC-011-2 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
				<p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à quatre des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>
<p>E5 (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a reçu des observations techniques écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai compris entre 45 et 60 jours civils.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a reçu des observations techniques écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai compris entre 60 et 75 jours civils.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a reçu des observations techniques écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai compris entre 75 et 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Dans sa réponse aux observations écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL, le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a indiqué qu'il n'y aura pas de modification, mais n'a pas expliqué pourquoi.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a reçu des observations techniques écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai de plus de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Dans sa réponse aux observations écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL, le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas indiqué si une modification sera apportée à la méthode.</p>

E. Différences régionales

- 1.** Les différences régionales ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de *l'Interconnexion de l'Ouest* :
 - 1.1.** Tel que régi par l'exigence E3.3, l'établissement des SOL, avec toutes les *installations* en service, doit tenir compte des *contingences* multiples ci-dessous :
 - 1.1.1** *défauts* phase-terre permanents simultanés sur des phases différentes, sur chacun des deux circuits de transport adjacents sur un pylône multiterne, avec *élimination normale du défaut*. Dans le cas où des pylônes multitermes n'existent qu'à l'entrée et à la sortie d'un poste, et ne sont pas plus de cinq pylônes à chaque poste, ce risque est considéré admissible et peut ne pas être pris en compte ;
 - 1.1.2** *défaut* phase-terre permanent sur un groupe de production, un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barres, avec *élimination retardée du défaut*, sauf dans le cas des disjoncteurs de sectionnement ou de raccordement tel que défini au paragraphe 1.1.7 de la présente section ;
 - 1.1.3** perte permanente et simultanée des deux pôles d'une installation bipolaire à courant continu, sans *défaut* sur le courant alternatif ;
 - 1.1.4** défaillance d'un disjoncteur lié à un *automatisme de réseau* à la suite de la perte d'un élément sans *défaut* ou d'un *défaut* phase-terre permanent, avec *élimination normale du défaut*, sur un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barres ;
 - 1.1.5** *défaut* autre que triphasé avec *élimination normale du défaut* sur *contingence* en mode commun touchant deux circuits adjacents sur pylônes distincts, sauf s'il est déterminé que la fréquence de l'événement est inférieure à une fois par trente ans ;
 - 1.1.6** panne en mode commun de deux groupes de production raccordés au même poste de départ, non traitée dans la norme FAC-011 ;
 - 1.1.7** perte de plusieurs tronçons de barres causée par la défaillance ou l'ouverture retardée d'un disjoncteur de raccordement ou de sectionnement de barres pour éliminer un *défaut* phase-terre permanent.
 - 1.2.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples définies aux paragraphes 1.1.1 à 1.1.5 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions suivantes :
 - 1.2.1** fonctionnement de toutes les *installations* dans leurs limites thermiques et leurs limites de fréquence et de tension post-contingence ;
 - 1.2.2** pas de panne suite à des *déclenchements en cascade* ;
 - 1.2.3** pas de séparation non maîtrisée du réseau ;

- 1.2.4** stabilité du système en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ;
 - 1.2.5** selon la conception du réseau et les impacts prévus sur le réseau, l'interruption contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients (délestage de charge), la mise hors service planifiée de certains groupes de production et/ou la réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat peuvent être nécessaires pour maintenir la sécurité globale des réseaux de transport interconnectés ;
 - 1.2.6** l'interruption des transferts fermes, de la *charge* ou la reconfiguration du réseau est permise par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections ;
 - 1.2.7** en prévision de la prochaine *contingence*, il est permis d'apporter au réseau des ajustements pouvant toucher la production, la *charge* et la topologie du réseau de transport dans l'établissement des limites.
- 1.3.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples définies aux paragraphes 1.1.6 et 1.1.7 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions ci-dessous, en ce qui a trait aux effets sur les autres réseaux :
- 1.4.** L'*Interconnexion* de l'Ouest peut apporter des modifications (ajustement des catégories de performance) aux *contingences* à étudier et/ou aux réponses du réseau nécessaires en cas de *contingence* touchant des installations particulières, en fonction de la performance réelle et de la robustesse du réseau. Ces modifications s'appliqueront dans l'établissement des SOL.

Norme FAC-011-2 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
2		Changement de la date d'entrée en vigueur pour le 1 ^{er} octobre 2008. Remplacement de « Cascading Outage » par «Cascading». Remplacement de « Levels of Non-compliance » par « Violation Severity Levels ». Correction de la note de bas de page 1 à la référence FAC-011 plutôt que FAC-010.	Révisée
2	24 juin 2008	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC : ordonnance 705 de la FERC .	Révisée
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date de mise en vigueur et du bas de page pour le 29 avril 2009 basée sur l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour
2	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et les éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81» (« Project 2013-02 »). En attente d'approbation réglementaire.	
2	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 and les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81» (« Project 2013-02 »).	
2	24 février 2014	Mise à jour des VSL basée sur l'approbation du 24 juin 2013.	

Norme FAC-011-2 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Annexe QC-FAC-011-2 Dispositions particulières de la norme FAC-011-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation
2. **Numéro :** FAC-011-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 4 mai 2015
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 4 mai 2015
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : 1^{er} janvier 2016

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsabilité de la surveillance de la conformité**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Conservation des données**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres informations sur la conformité**
Aucune disposition particulière

Norme FAC-011-2 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

**Annexe QC-FAC-011-2
Dispositions particulières de la norme FAC-011-2 applicables au Québec**

2. Niveaux de non-conformité

Aucune disposition particulière

3. Niveaux de gravité de la non-conformité

Toutes les occurrences du terme « BES » sont remplacées par « RTP ».

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	4 mai 2015	Nouvelle annexe	Nouvelle
0	xx mois 201x	Retrait de l'exigence 5	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** Évaluation de la capacité de transfert pour l'horizon de planification du transport à court terme
- 2. Numéro :** FAC-013-2
- 3. Objet :** Faire en sorte que les *coordonnateurs de la planification* effectuent, selon une méthodologie établie, une évaluation annuelle en vue de déceler d'éventuelles faiblesses ainsi que les *installations* limitatives, du réseau de transport qui pourraient avoir une incidence sur l'aptitude du *système de production-transport d'électricité* « BES » à transférer de l'énergie de façon fiable dans l'*horizon de planification du transport à court terme*.
- 4. Applicabilité**
 - 4.1.** *Coordonnateurs de la planification*
- 5. Date d'entrée en vigueur**

Dans les territoires où une approbation réglementaire est requise, la norme entre en vigueur à la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil à survenir douze mois après l'approbation réglementaire applicable ou le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'entrée en vigueur des normes MOD-001-1, MOD-028-1, MOD-029-1 et MOD-030-2.

Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entre en vigueur à la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil à survenir douze mois après l'adoption de la norme par le conseil d'administration ou le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'entrée en vigueur des normes MOD-001-1, MOD-028-1, MOD-029-1 et MOD-030-2.

B. Exigences

- E1.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir par écrit une méthodologie qu'il utilise pour effectuer une évaluation annuelle de la *capacité de transfert* dans l'*horizon de planification du transport à court terme* (méthodologie de la *capacité de transfert*). La méthodologie de la *capacité de transfert* doit comprendre au moins les éléments d'information ci-dessous : [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
 - E1.1.** les critères de sélection des transferts à évaluer;
 - E1.2.** un énoncé stipulant que l'évaluation doit respecter les *limites d'exploitation du réseau* (SOL) connues;
 - E1.3.** un énoncé stipulant que les hypothèses et les critères utilisés pour effectuer l'évaluation sont établis en accord avec les pratiques de planification du *coordonnateur de la planification*;
 - E1.4.** une description expliquant comment sont pris en compte les hypothèses et les critères suivants aux fins de l'évaluation :
 - E1.4.1.** la répartition de la production, y compris, sans s'y limiter, les indisponibilités, ajouts et retraits planifiés à long terme;
 - E1.4.2.** la topologie du réseau de transport, y compris, sans s'y limiter, les indisponibilités, ajouts et retraits de transport planifiés à long terme;
 - E1.4.3.** la demande du réseau;

planification en matière de divulgation de renseignements sensibles ou confidentiels. [Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long terme]

C. Mesures

- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir une méthodologie de la *capacité de transfert* comportant les éléments d'information énoncés à l'exigence E1.
- M2.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives telles que des exemplaires datés de courriels ou de lettres d'envoi attestant que le *coordonnateur de la planification* a fourni la méthodologie de la *capacité de transfert*, nouvelle ou révisée, conformément à l'exigence E2.
- Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives telles que des exemplaires datés de courriels ou de lettres d'envoi attestant que le *coordonnateur de la planification* a fourni une réponse par écrit à l'entité qui lui a fait parvenir des observations, conformément à l'exigence E3. (Retrait approuvé par la FERC effectif le 21 janvier 2014.)
- M3.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives telles que des résultats d'évaluation datés attestant qu'il a effectué et documenté une évaluation de la *capacité de transfert*, conformément à l'exigence E4.
- M4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives telles que des exemplaires datés de courriels ou de lettres d'envoi attestant qu'il a rendu disponible son évaluation de la *capacité de transfert* documentée aux entités, conformément à l'exigence E5.
- M5.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives telles que des exemplaires datés de courriels ou de lettres d'envoi attestant qu'il a rendu disponible ses données d'évaluation de la *capacité de transfert* documentées, conformément à l'exigence E6.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Conservation des données

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité selon les dispositions énoncées ci-dessous, sauf si le responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

- Le *coordonnateur de la planification* doit avoir la version en vigueur de sa méthodologie de la *capacité de transfert* ainsi que les versions antérieures de la méthodologie de la *capacité de transfert* qui étaient en vigueur depuis l'audit de conformité précédent pour attester sa conformité à l'exigence E1.
- Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives depuis l'audit de conformité précédent pour attester sa conformité à l'exigence E2.
- Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E3, E4, E5 et E6 pour l'évaluation la plus

Norme FAC-013-2 — Évaluation de la capacité de transfert pour l'horizon de planification du transport à court terme

récente. (Retrait de l'exigence E3 approuvé par la FERC effectif le 21 janvier 2014.)

- Si un *coordonnateur de la planification* est déclaré en non conforme, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée précédemment, selon la plus longue des deux périodes.

Le responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ *mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent, ainsi que tous les dossiers d'audit de conformité subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes sur les non-conformités

Déclarations volontaires

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

No. Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E1	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, mais il a omis de traiter d’un ou deux des éléments énoncés à l’exigence E1.4.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, mais il a omis d’inclure un des éléments suivants de l’exigence E1 dans cette méthodologie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E1.1 • E1.2 • E1.3 • E1.5 <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, mais il a omis de traiter de trois des éléments énoncés à l’exigence E1.4.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, mais il a omis d’inclure deux des éléments suivants de l’exigence E1 dans cette méthodologie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E1.1 • E1.2 • E1.3 • E1.5 <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, mais il a omis de traiter de quatre des éléments énoncés à l’exigence E1.4.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n’avait pas de méthodologie de la <i>capacité de transfert</i></p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, mais il a omis d’inclure trois des éléments suivants ou plus de l’exigence E1 dans cette méthodologie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E1.1 • E1.2 • E1.3 • E1.5 <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, mais il a omis de traiter de plus de quatre des éléments énoncés à l’exigence E1.4.</p>

Norme FAC-013-2 — Évaluation de la capacité de transfert pour l’horizon de planification du transport à court terme

No. Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E2	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a notifié une ou plusieurs des parties spécifiées à l'exigence E2 d'une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> nouvelle ou révisée après sa mise en œuvre, mais au plus 30 jours civils après sa mise en œuvre.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni la méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> plus de 30 jours civils, mais au plus 60 jours civils, après la réception d'une demande.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a notifié une ou plusieurs des parties spécifiées à l'exigence E2 d'une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> nouvelle ou révisée plus de 30 jours civils après sa mise en œuvre, mais au plus 60 jours civils après sa mise en œuvre.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni la méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> plus de 60 jours civils, mais au plus 90 jours civils, après la réception d'une demande.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a notifié une ou plusieurs des parties spécifiées à l'exigence E2 d'une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> nouvelle ou révisée plus de 60 jours civils, mais au plus 90 jours civils après sa mise en œuvre.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni la méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> plus de 90 jours civils, mais au plus 120 jours civils, après la réception d'une demande.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de notifier une ou plusieurs des parties spécifiées à l'exigence E2 d'une méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> nouvelle ou révisée plus de 90 jours civils après sa mise en œuvre.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni la méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> plus de 120 jours civils après la réception d'une demande.</p>
E3 (Retrait approuvé par la FERC effectif le 21 janvier 2014.)	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni une réponse par écrit à une préoccupation par écrit concernant sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, conformément à l'exigence E3, plus de 45 jours civils, mais au plus 60 jours civils, après la réception de la préoccupation.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni une réponse par écrit à une préoccupation par écrit concernant sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, conformément à l'exigence E3, plus de 60 jours civils, mais au plus 75 jours civils, après la réception de la préoccupation.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni une réponse par écrit à une préoccupation par écrit concernant sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, conformément à l'exigence E3, plus de 75 jours civils, mais au plus 90 jours civils, après la réception de la préoccupation.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de fournir une réponse par écrit à une préoccupation par écrit concernant sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, conformément à l'exigence E3, plus de 90 jours civils après la réception de la préoccupation.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de répondre à une préoccupation par écrit concernant sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>.</p>

Norme FAC-013-2 — Évaluation de la capacité de transfert pour l’horizon de planification du transport à court terme

No. Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E4	<p>Le coordonnateur de la planification a effectué une évaluation de la <i>capacité de transfert</i> en dehors de l’année civile, mais par au plus 30 jours civils.</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a effectué une évaluation de la <i>capacité de transfert</i> en dehors de l’année civile par plus de 30 jours civils, mais par au plus 60 jours civils.</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a effectué une évaluation de la <i>capacité de transfert</i> en dehors de l’année civile par plus de 60 jours civils, mais par au plus 90 jours.</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a omis d’effectuer une évaluation de la <i>capacité de transfert</i> en dehors de l’année civile par plus de 90 jours civils. OU Le coordonnateur de la planification a omis d’effectuer une évaluation de la <i>capacité de transfert</i>.</p>
E5.	<p>Le coordonnateur de la planification a rendu disponible son évaluation de la <i>capacité de transfert</i> documentée à au moins un destinataire de sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> plus de 45 jours civils, selon l’exigence E5, mais au plus 60 jours civils après la fin de l’évaluation.</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a rendu disponible son évaluation de la <i>capacité de transfert</i> documentée à au moins un destinataire de sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> plus de 60 jours civils, selon l’exigence E5, mais au plus 75 jours civils après la fin de l’évaluation.</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a rendu disponible son évaluation de la <i>capacité de transfert</i> documentée à au moins un destinataire de sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> plus de 75 jours civils, selon l’exigence E5, mais au plus 90 jours civils après la fin de l’évaluation.</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a omis de rendre disponible son évaluation de la <i>capacité de transfert</i> documentée à au moins un destinataire de sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i> plus de 90 jours, selon l’exigence E5. OU Le coordonnateur de la planification a omis de rendre disponible son évaluation de la <i>capacité de transfert</i> documentée à aucun destinataire de sa méthodologie de la <i>capacité de transfert</i>, selon l’exigence E5.</p>

Norme FAC-013-2 — Évaluation de la capacité de transfert pour l’horizon de planification du transport à court terme

No. Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E6.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les données requises à l'exigence E6 plus de 45 jours civils après la réception de la demande de données, mais au plus 60 jours civils après la réception de la demande de données.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les données requises à l'exigence E6 plus de 60 jours civils après la réception de la demande de données, mais au plus 75 jours civils après la réception de la demande de données.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les données requises à l'exigence E6 plus de 75 jours civils après la réception de la demande de données, mais au plus 90 jours civils après la réception de la demande de données.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni les données requises à l'exigence E6 plus de 90 après la réception de la demande de données.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de fournir les données requises comme le stipule l'exigence E6.</p>

Norme FAC-013-2 — Évaluation de la capacité de transfert pour l'horizon de planification du transport à court terme

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} août 2005	<ol style="list-style-type: none">1. Remplacement par des tirets demi-cadratin (-) de certains traits d'union (-) employés incorrectement.2. Remplacement de la majuscule par une minuscule dans les mots « draft » et « drafting team » lorsqu'approprié.3. Remplacement de l'énoncé du délai d'intervention prévu de « 30-day » par « Thirty-day » à la page 1.4. Ajout ou suppression de points.	20 janvier 2005
2	24 janvier 2011	Approuvée par le conseil d'administration de la NERC	
2	17 novembre 2011	Ordonnance de la FERC émise approuvant FAC-013-2	
2	17 mai 2012	Ordonnance de la FERC émise exigeant que le facteur de risque « VRF » associé aux exigences 1 et 4 passe de « Lower » à « Medium ». Ordonnance de la FERC émise corrigeant le texte des niveaux de gravité de la non-conformité « VSL » « High VSL » et « Severe VSL » associés à l'exigence 1.	
2	7 février 2013	E3 et les éléments associés approuvées par le conseil d'administration de la NERC pour retrait dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project 2013-02) » après l'approbation réglementaire applicable.	
2	21 novembre 2013	E3 et les éléments associés approuvées par la FERC pour retrait dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project 2013-02) ».	

Norme FAC-013-2 — Évaluation de la capacité de transfert pour l'horizon de planification du transport à court terme

Annexe QC-FAC-013-2

Dispositions particulières de la norme FAC-013-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Évaluation de la capacité de transfert pour l'horizon de planification du transport à court terme
2. **Numéro :** FAC-013-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - Fonctions**
Aucune disposition particulière
 - Installations**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP)
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : la norme entre en vigueur à la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'approbation réglementaire applicable ou le premier jour du premier trimestre civil après l'entrée en vigueur des normes MOD-001-1 et MOD-029-1.

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

Norme FAC-013-2 — Évaluation de la capacité de transfert pour l’horizon de planification du transport à court terme

Annexe QC-FAC-013-2

Dispositions particulières de la norme FAC-013-2 applicables au Québec

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents associés

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	Xx mois 201x	Nouvelle annexe Retrait de l'exigence 3	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité disponible du réseau de transport
2. **Numéro :** MOD-001-1a
3. **Objet :** Faire en sorte que des calculs sont effectués par les *fournisseurs de service de transport* pour être au fait de la capacité disponible du réseau de transport et les transits futurs sur leur propre réseau ainsi que ceux de leurs voisins.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Fournisseur de service de transport*
 - 4.2. *Exploitant de réseau de transport*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Immédiatement après l'obtention des approbations réglementaires applicables.

B. Exigences

- E1. L'*exploitant de réseau de transport* doit choisir, pour chacune des périodes définies à l'exigence E2, une des méthodologies¹ énumérées ci-dessous pour le calcul de la *capacité de transfert disponible* (ATC) ou de la *capacité disponible d'une interface de transit* (AFC) de chaque *chemin ATC* pour les installations à l'intérieur de sa zone d'exploitation de *transport*:
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
 - la *méthodologie selon les échanges entre zones*, comme décrit dans la norme MOD-028 ;
 - la *méthodologie par chemin de transport spécifique*, comme décrit dans la norme MOD-029 ;
 - la *méthodologie des interfaces de transit*, comme décrit dans la norme MOD-030.
- E2. Chaque *fournisseur de service de transport* doit calculer les valeurs des ATC ou des AFC énumérées ci-dessous en utilisant la méthodologie ou les méthodologies choisies par son ou ses *exploitants de réseau de transport* :
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
 - E2.1. valeurs horaires pour au moins les 48 prochaines heures ;
 - E2.2. valeurs quotidiennes pour au moins les 31 prochains jours civils ;
 - E2.3. valeurs mensuelles pour au moins les 12 prochains mois (mois 2 à 13).
- E3. Chaque *fournisseur de service de transport* doit préparer et tenir à jour un *document de mise en œuvre de la capacité de transfert disponible (ATCID)* qui inclut, au minimum, les informations suivantes :
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
 - E3.1. L'information décrivant comment la méthodologie (ou les méthodologies) sélectionnée ont été mise en œuvre, avec suffisamment de détails pour qu'il soit possible de valider les résultats des calculs des ATC et des AFC à partir des mêmes informations que celles utilisées par le *fournisseur de service de transport* ;

¹ Il n'est pas nécessaire d'utiliser la même méthodologie pour tous les chemins ATC, ni d'utiliser la même méthodologie pour toutes les périodes pour un chemin ATC particulier.

- E3.2.** Une description de la manière dont le *fournisseur de service de transport* tient compte des transits inverses, incluant :
- E3.2.1.** comment les réservations de *transport* confirmées, les *échanges* prévus et les transits inverses internes ont été abordés dans les calculs des ATC et des AFC fermes et non fermes ;
 - E3.2.2.** une justification de cette comptabilité spécifiée à l'exigence E3.2.
- E3.3.** L'identité des *exploitants de réseau de transport* et des *fournisseurs de service de transport* desquels le *fournisseur de service de transport* reçoit les données utilisées dans les calculs des ATC et des AFC ;
- E3.4.** L'identité des *fournisseurs de service de transport* et des *exploitants de réseau de transport* auxquels le *fournisseur de service de transport* fournit des données pour utilisation dans les calculs de la capacité de transferts ou de l'*interface de transit* ;
- E3.5.** Une description des processus d'affectation ci-dessous qui sont applicables au *fournisseur de service de transport* ;
- les processus utilisés pour répartir la capacité de transfert ou l'*interface de transit* entre plusieurs lignes ou sous-chemins à l'intérieur d'un *chemin ATC* ou d'une *interface de transit* plus grands ;
 - les processus utilisés pour répartir les capacités de transfert ou des *interfaces de transit* entre plusieurs propriétaires ou utilisateurs d'un *chemin ATC* ou d'une *interface de transit* ;
 - les processus utilisés pour répartir les capacités de transfert ou des *interfaces de transit* entre les *fournisseurs de service de transport* aux fins de la gestion prévisionnelle de la congestion et de la coordination à la frontière.
- E3.6.** Une description de comment les indisponibilités de production et de transport sont considérées dans les calculs de la capacité de transfert ou de l'*interface de transit*, incluant :
- E3.6.1.** les critères utilisés pour déterminer quand une indisponibilité qui ne dure qu'une partie de la journée, a un impact sur les calculs quotidiens ;
 - E3.6.2.** les critères utilisés pour déterminer quand une indisponibilité qui ne dure qu'une partie du mois a un impact sur les calculs mensuels ;
 - E3.6.3.** comment les indisponibilités des autres *fournisseurs de service de transport* n'ayant pas d'équivalence dans le modèle de *transport* utilisé pour calculer la capacité de transfert ou de l'*interface de transit* sont abordées.
- E4.** Le *fournisseur de service de transport* doit aviser les entités suivantes avant de mettre en œuvre un nouvel ATCID ou un ATCID révisé :
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- E4.1.** Chaque *responsable de la planification* associé à la zone du *fournisseur de service de transport* ;
 - E4.2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* associé à la zone du *fournisseur de service de transport* ;
 - E4.3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* associé à la zone du *fournisseur de service de transport* ;

- E4.4.** Chaque *responsable de la planification* adjacent à la zone du *fournisseur de service de transport* ;
- E4.5.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent à la zone du *fournisseur de service de transport* ;
- E4.6.** Chaque *fournisseur de service de transport* dont la zone est adjacente à la zone du *fournisseur de service de transport*.
- E5.** Le *fournisseur de service de transport* doit rendre disponible l'ATCID courant à toutes les entités spécifiées à l'exigence E4.
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- E6.** Lors du calcul la *capacité totale de transfert (TTC)* ou la *capacité totale d'une interface de transit (TFC)*, l'*exploitant de réseau de transport* doit utiliser des hypothèses pas plus restrictives que celles utilisées pour la planification de l'exploitation pour la période de temps correspondante étudiée, pourvu qu'une telle planification de l'exploitation a été réalisée pour cette période de temps.
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- E7.** Lors du calcul des ATC ou des AFC, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser des hypothèses pas plus restrictives que celles utilisées pour la planification de l'exploitation pour la période de temps correspondante étudiée, pourvu qu'une telle planification de l'exploitation a été réalisée pour cette période de temps.
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- E8.** Chaque *fournisseur de service de transport* qui calcule un ATC doit recalculer cet ATC au minimum selon la fréquence suivante, à moins qu'aucune des valeurs calculées figurant dans l'équation d'un ATC n'ait changé :
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- E8.1.** valeurs horaires, une fois par heure. Il est alloué 175 heures par année civile aux *fournisseurs de service de transport* pendant lesquelles les calculs ne sont pas requis, malgré un changement d'une valeur calculée figurant dans l'équation d'un ATC ;
- E8.2.** valeurs quotidiennes, une fois par jour ;
- E8.3.** valeurs mensuelles, une fois par semaine.
- E9.** À l'intérieur de 30 jours civils après en avoir reçu une demande de tout *fournisseur de service de transport*, *responsable de la planification*, *coordonnateur de la fiabilité* ou *exploitant de réseau de transport*, pour des données de la liste ci-dessous aux fins exclusives des calculs des ATC et des AFC du demandeur chaque *fournisseur de service de transport* recevant une telle demande doit commencer à mettre les données requises à la disposition du demandeur, sous réserve des conditions énumérées aux exigences E9.1 et E9.2 :
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- les indisponibilités de production et de *transport* prévues, les ajouts et les retraits ;
 - les prévisions de *charge* ;

Noter que le North American Energy Standards Board (NAESB) élabore des normes connexes abordant la publication de l'information sur les ATC, incluant l'information à l'appui comme précisé à l'exigence E9.

- les engagements des groupes et leur ordre de répartition, pour inclure toutes les ressources désignées du réseau et les autres ressources qui sont engagées ou ont une obligation légale de produire, telles qu'elles ont été prévues de produire, dans l'un des formats suivants choisis par le fournisseur des données :
 - la *consigne de répartition*
 - les *facteurs de participation*
 - la *répartition par blocs*
 - la capacité ferme globale mise de côté pour le *service de transport en réseau intégré* et la capacité globale non ferme mise de côté pour le *service de transport en réseau intégré* (c.-à-d. le service secondaire) ;
 - les réservations de *transport* fermes et non fermes ;
 - la capacité globale réservée en vertu d'obligations antérieures ;
 - les droits de reconduction garantis ;
 - n'importe quel ajustement ferme et non ferme effectué par le *fournisseur de service de transport* pour traduire les impacts des chemins parallèles ;
 - les modèles de transit de puissance et les hypothèses sous-jacentes ;
 - les contingences, fournies dans l'une ou plusieurs des formes suivantes :
 - une liste des *éléments*
 - une liste des *interfaces de transit*
 - un ensemble de critères de sélection pouvant être applicables au modèle de *transport* utilisé par l'*exploitant de réseau de transport* et/ou le *fournisseur de service de transport*
 - les *caractéristiques assignées d'une installation* ;
 - tout autre service ayant un impact sur les *engagements de transport en vigueur* (ETC) ;
 - les valeurs de la *marge de partage de capacité (CBM)* et de la *marge de fiabilité du transport (TRM)* pour tous les *chemins ATC* ou toutes les *interfaces de transit* ;
 - les valeurs de la *capacité totale d'une interface de transit* et les AFC pour toute *interface de transit* considérées par le *fournisseur de service de transport* recevant la demande lors de la vente de *service de transport* ;
 - les valeurs des TTC et des ATC pour tous les *chemins ATC* pour les *fournisseurs de service de transport* qui reçoivent la demande et qui ne tiennent pas compte des *interfaces de transit* lors de la vente de *service de transport* ;
 - l'identification de la source et de la consommation et leur correspondance avec le modèle.
- E9.1.** Le *fournisseur de service de transport* doit rendre disponibles ses propres données actuelles, dans le format retenu par le *fournisseur de service de transport*, jusqu'à 13 mois dans le futur (sous réserve des exigences relatives à la confidentialité et à la sécurité).
- E9.1.1.** Si le *fournisseur de service de transport* utilise les données requises dans ses calculs de *capacité de transfert* ou d'*interface de transit*, il doit rendre disponibles les données utilisées ;

E9.1.2. Si le *fournisseur de service de transport* n'utilise pas les données demandées dans ses calculs de *capacité de transfert* ou d'*interface de transit*, mais qu'il recueille ces données, il doit rendre disponibles ces données ;

E9.1.3. Si le *fournisseur de service de transport* n'utilise pas les données demandées dans ses calculs de *capacité de transfert* ou d'*interface de transit* et qu'il ne recueille pas ces données, il n'est pas obligé de les rendre disponibles.

E9.2. Ces données doivent être rendues disponibles par le *fournisseur de service de transport* selon le programme spécifié par le demandeur (mais pas plus d'une fois par heure, à moins d'entente mutuelle entre le demandeur et le fournisseur).

C. Mesures

M1. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives (notamment les calculs, l'inclusion des informations dans l'ATCID, ou d'autre documentation écrite) attestant qu'il a choisi l'une des méthodologies spécifiées pour chacune des périodes de temps précisées à l'exigence E2 pour la détermination des *capacités de transfert* des *installations* pour chaque *chemin ATC* pour les installations à l'intérieur de sa zone d'*exploitant de réseau de transport* (E1).

M2. Le *fournisseur de service de transport* doit fournir les valeurs des ATC et des AFC, en identifiant la méthodologie choisie, ainsi que d'autres pièces justificatives (comme la documentation écrite, les processus, ou les données.) attestant qu'il a calculé les ATC ou les AFC en suivant la méthodologie choisie ou les méthodologies choisies en vertu de l'exigence E1 (E2) :

- il y avait en tout temps des valeurs horaires calculées pour au moins 48 heures (E2.1) ;
- il y avait en tout temps des valeurs quotidiennes calculées pour au moins 31 jours civils consécutifs (E2.2) ;
- il y avait en tout temps des valeurs mensuelles calculées pour au moins les 12 mois à venir (mois 2 à 13) (E2.3).

M3. Le *fournisseur de service de transport* doit fournir son ATCID courant qui comprend l'information précisée à l'exigence E3 (E3).

M4. Le *fournisseur de service de transport* doit fournir les pièces justificatives (comme les messages électroniques datés, les reçus de poste, ou les enregistrements vocaux) attestant qu'il a avisé les entités identifiées à l'exigence E4 avant qu'un nouvel ATCID ou un ATCID révisé n'a été mis en œuvre (E4).

M5. Le *fournisseur de service de transport* doit fournir les pièces justificatives (comme une démonstration) attestant que l'ATCID en application est disponible pour les entités identifiées à l'exigence E4, comme requis à l'exigence E5 (E5).

M6. L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir une liste des hypothèses (comme les contingences, les écoulements parallèles, la réaffectation de la production, les instructions d'exploitation relatives aux manœuvres, sources de données pour les prévisions de charge et les indisponibilités d'installations) utilisées pour calculer les TTC et les TFC ainsi que d'autres pièces justificatives (comme les exemplaires des études de planification de l'exploitation, les modèles, l'information à l'appui ou les données) attestant que les hypothèses utilisées pour déterminer les TTC et les TFC ne sont pas plus restrictives que celles utilisées pour la planification de l'exploitation pour la période de temps correspondante étudiée. Autrement, l'*exploitant de réseau de transport* doit démontrer que les mêmes cas d'écoulements de puissance sont utilisés autant pour le calcul des TTC et des TFC que pour la planification de l'exploitation.

Lorsque des intrants différents pour les calculs sont utilisés parce que les calculs ont été effectués à des moments différents, de telle façon que la plus récente information est utilisée dans tout calcul, une différence dans les données d'entrée ne doit pas être considérée comme une différence dans les hypothèses (E6).

M7. Le *fournisseur de service de transport* doit fournir un exemplaire des hypothèses (comme les contingences, les écoulements parallèles, la réaffectation de la production, les instructions d'exploitation relatives aux manœuvres, les sources de données pour les prévisions de charge et les indisponibilités d'installations) utilisées pour calculer les ATC et les AFC ainsi que d'autres pièces justificatives (comme les exemplaires des études de planification de l'exploitation, les modèles, l'information à l'appui ou les données) montrant que les hypothèses utilisées pour déterminer les ATC et les AFC ne sont pas plus restrictives que celles utilisées pour la planification de l'exploitation pour la période de temps correspondante étudiée. Autrement, le *fournisseur de service de transport* peut démontrer que les mêmes cas d'écoulements de puissance sont utilisés autant pour le calcul des AFC que pour la planification de l'exploitation. Lorsque des intrants différents pour les calculs sont utilisés parce que les calculs ont été effectués des moments différents, de telle façon que la plus récente information est utilisée dans tout calcul, une différence dans les données d'entrée ne doit pas être considérée comme une différence dans les hypothèses (E7).

M8. Le *fournisseur de service de transport* qui calcule les ATC doit fournir les pièces justificatives (comme les registres ou les données) attestant qu'il a calculé les valeurs horaires, quotidiennes et mensuelles au moins selon les fréquences minimales spécifiées à l'exigence E8 ou qu'il a fourni les pièces justificatives (comme les données, les procédures, ou la documentation informatique) attestant que les valeurs calculées figurant dans l'équation des ATC n'ont pas changé (E8).

M9. Le *fournisseur de service de transport* doit fournir un exemplaire d'une demande datée, si demande il y a, pour les données des ATC ou des AFC ainsi que les pièces justificatives (comme les registres, les données) attestant qu'il a répondu à cette demande dans les trente jours civils de la réception de la demande et qu'il a rendues disponibles les données demandées conformément à l'exigence E9 (E9).

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~Responsable de la surveillance de l'application des normes~~ Responsable des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Sans objet

1.3. Conservation des données

L'*exploitant de réseau de transport* et le *fournisseur de service de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives montrant la conformité comme identifiées ci-dessous, à moins que le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~*responsable des mesures pour assurer la conformité* lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période, dans le cadre d'une enquête :

- L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver sa ou ses méthodes choisies en application pour calculer les ATC et les AFC, ainsi que toute méthode ayant été en vigueur depuis la dernière période d'audit de conformité pour démontrer sa conformité à l'exigence E1 ;
- Le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives pour démontrer sa conformité aux exigences E2, E4, E6, E7 et E8 pour la dernière année civile et pour l'année en cours ;
- Le *fournisseur de service de transport* doit conserver son ATCID courant, son ATCID en vigueur et toutes les versions antérieures qui ont été en vigueur depuis le dernier audit de conformité pour démontrer sa conformité à l'exigence E3 ;
- Le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives pour démontrer sa conformité à l'exigence E5 pour les trois dernières années civiles et pour l'année en cours ;
- L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives pour démontrer sa conformité à l'exigence E6 pour la dernière année civile et pour l'année en cours ;
- Si un *fournisseur de service de transport* ou un *exploitant de réseau de transport* est jugé non-conforme, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit de nouveau jugé conforme.

Le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~*responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audits demandés et soumis subséquemment.

1.4. Processus de surveillance de mise en application des normes

Les processus suivants peuvent être utilisés :

- Audits de conformité
- Déclarations sur la conformité
- Contrôles ponctuels
- Enquêtes sur les non-conformités
- Déclarations de non-conformité
- Plaintes

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<i>L'exploitant de réseau de transport n'a pas choisi, l'une des méthodologies spécifiées pour chacune des périodes définies en E2, pour chaque chemin ATC pour les installations à l'intérieur de sa zone d'exploitation du réseau.</i>
E2.	<p>Un ou plusieurs des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé des valeurs horaires des ATC et des AFC pour plus que les 30 prochaines heures, mais pour moins que les 48 heures suivantes ; ▪ a calculé des valeurs quotidiennes des ATC et des AFC pour plus que les 21 prochains jours civils, mais pour moins que les 31 jours civils suivants ; ▪ a calculé des valeurs mensuelles des ATC et des AFC pour plus que les 9 prochains mois, mais pour moins que les 12 mois suivants. 	<p>Un ou plusieurs des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé des valeurs horaires des ATC et des AFC pour plus que les 20 prochaines heures, mais pour moins que les 31 heures suivantes ; ▪ a calculé des valeurs quotidiennes des ATC et des AFC pour plus que les 14 prochains jours civils, mais pour moins que les 22 jours civils suivants ; ▪ a calculé des valeurs mensuelles des ATC et des AFC pour plus que les 6 prochains mois, mais pour moins que les 10 mois suivants. 	<p>Un ou plusieurs des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé des valeurs horaires des ATC et des AFC pour plus que les 10 prochaines heures, mais pour moins que les 21 heures suivantes ; ▪ a calculé des valeurs quotidiennes des ATC et des AFC pour plus que les 7 prochains jours civils, mais pour moins que les 15 jours civils suivants ; ▪ a calculé des valeurs mensuelles des ATC et des AFC pour plus que les 3 prochains mois, mais pour moins que les 7 mois suivants. 	<p>Un ou plusieurs des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé des valeurs horaires des ATC ou des AFC pour moins que les 11 prochaines heures ; ▪ a calculé des valeurs quotidiennes des ATC ou des AFC pour moins que les 8 prochains jours civils ; ▪ a calculé des valeurs mensuelles des ATC ou des AFC pour moins que les 4 prochains mois ; ▪ n'a pas utilisé une ou des méthodologies choisies pour calculer les ATC.

Norme MOD-001-1a — Capacité disponible du réseau de transport

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3.	Le fournisseur de service de transport a un ATCID qui ne tient pas compte des changements effectués au cours des trois derniers mois.	Le fournisseur de service de transport a un ATCID qui ne tient pas compte des changements effectués il y a plus de trois mois, mais depuis moins de six mois.	Le fournisseur de service de transport a un ATCID qui ne tient pas compte des changements effectués il y a plus de six mois, mais depuis moins d'un an. OU Le fournisseur de service de transport a un ATCID, mais qui n'inclut pas un ou deux des items d'information décrits en E3.	Le fournisseur de service de transport a un ATCID qui ne tient pas compte des changements effectués il y a plus d'un an. OU Le fournisseur de service de transport n'a pas d'ATCID, ou son ATCID n'inclut pas trois items d'information ou plus décrits en E3.
E4.	Le fournisseur de service de transport a avisé une ou plusieurs des parties identifiées en E4 de l'existence d'un nouvel ATCID ou d'un ATCID modifié après sa mise en œuvre, mais pas plus de 30 jours civils après.	Le fournisseur de service de transport a avisé une ou plusieurs des parties identifiées en E4 de l'existence d'un nouvel ATCID ou d'un ATCID modifié plus de 30 jours civils après sa mise en œuvre, mais pas plus de 60 jours civils après.	Le fournisseur de service de transport a avisé une ou plusieurs des parties identifiées en E4 de l'existence d'un nouvel ATCID ou d'un ATCID modifié plus de 60 jours civils après sa mise en œuvre, mais pas plus de 90 jours civils après.	Le fournisseur de service de transport a avisé une ou plusieurs des parties identifiées en E4 de l'existence d'un nouvel ATCID ou d'un ATCID modifié plus de 90 jours civils après sa mise en œuvre. OU Le fournisseur de service de transport n'a pas avisé une ou plusieurs des parties identifiées en E4 de l'existence d'un nouvel ATCID ou d'un ATCID modifié plus de 90 jours civils après sa mise en application.
E5.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le fournisseur de service de transport n'a pas rendu disponible l'ATCID aux parties identifiées en E4.

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E6.	<p>L'exploitant de réseau de transport a déterminé les TTC ou les TFC en utilisant des hypothèses plus restrictives que celles utilisées lors de la planification de l'exploitation de la période de temps correspondante, et cela pour un nombre de chemins ATC ou d'interfaces de transit supérieur à zéro, mais pas plus de 5 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 1 chemin ATC ou interface de transit (soit la plus élevée des valeurs).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a déterminé les TTC ou les TFC en utilisant des hypothèses plus restrictives que celles utilisées lors de la planification de l'exploitation de la période de temps correspondante, et cela pour un nombre de chemins ATC ou d'interfaces de transit supérieur à zéro, mais pas plus de 5 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 1 chemin ATC ou interface de transit (soit la plus élevée des valeurs), mais pas plus de 10 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 2 chemins ATC ou interfaces de transit (soit la plus élevée des valeurs).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a déterminé les TTC ou les TFC en utilisant des hypothèses plus restrictives que celles utilisées lors de la planification de l'exploitation de la période de temps correspondante, et cela pour un nombre de chemins ATC ou d'interfaces de transit supérieur à zéro, mais pas plus de 10 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 2 chemins ATC ou interfaces de transit (soit la plus élevée des valeurs), mais pas plus de 15 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 3 chemins ATC ou interfaces de transit (soit la plus élevée des valeurs).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a déterminé la TTC ou la TFC en utilisant des hypothèses plus restrictives que celles utilisées lors de la planification de l'exploitation de la période de temps correspondante, et cela pour un nombre de chemins ATC ou d'interfaces de transit de plus de 15 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 3 chemins ATC ou interfaces de transit (soit la plus élevée des valeurs).</p>

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E7.	<p>Le fournisseur de service de transport a déterminé les ATC ou les AFC en utilisant des hypothèses plus restrictives que celles utilisées lors de la planification de l'exploitation de la période de temps correspondante, et cela pour un nombre de chemins ATC ou d'interface de transit supérieur à zéro, mais pas plus de 5 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 1 chemin ATC ou interface de transit (soit la plus élevée des valeurs).</p>	<p>Le fournisseur de service de transport a déterminé les ATC ou les AFC en utilisant des hypothèses plus restrictives que celles utilisées lors de la planification de l'exploitation de la période de temps correspondante, et cela pour un nombre de chemins ATC ou d'interfaces de transit supérieur à zéro, mais pas plus de 5 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 1 chemin ATC ou interface de transit (soit la plus élevée des valeurs), mais pas plus de 10 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 2 chemins ATC ou interfaces de transit (soit la plus élevée des valeurs).</p>	<p>Le fournisseur de service de transport a déterminé les ATC ou les AFC en utilisant des hypothèses plus restrictives que celles utilisées lors de la planification de l'exploitation de la période de temps correspondante, et cela pour un nombre de chemins ATC ou d'interfaces de transit supérieur à zéro, mais pas plus de 10 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 2 chemins ATC ou interfaces de transit (soit la plus élevée des valeurs), mais pas plus de 15 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 3 chemins ATC ou interfaces de transit (soit la plus élevée des valeurs).</p>	<p>Le fournisseur de service de transport a déterminé les ATC ou les AFC en utilisant des hypothèses plus restrictives que celles utilisées lors de la planification de l'exploitation de la période de temps correspondante, et cela pour un nombre de chemins ATC ou d'interfaces de transit de plus de 15 % de tous les chemins ATC ou des interfaces de transit ou à 3 chemins ATC ou interfaces de transit (soit la plus élevée des valeurs).</p>

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E8.	<p>Un ou plusieurs des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ les valeurs horaires décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant 1 heure ou plus, mais moins de 15 heures, et a dépassé le maximum annuel autorisé de 175 heures ; ▪ les valeurs quotidiennes décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant 1 jour civil ou plus, mais moins de 3 jours civils ; ▪ les valeurs mensuelles décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant 7 jours civils ou plus, mais moins de 14 jours civils. 	<p>Un ou plusieurs des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ les valeurs horaires décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant plus de 15 heures, mais pas plus de 20 heures, et a dépassé le maximum annuel autorisé de 175 heures ; ▪ les valeurs quotidiennes décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant plus de 3 jours civils, mais pas plus de 4 jours civils ; ▪ les valeurs mensuelles décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant plus de 14 jours civils, mais pas plus de 21 jours civils. 	<p>Un ou plusieurs des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ les valeurs horaires décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant plus de 20 heures, mais pas plus de 25 heures, et a dépassé le maximum annuel autorisé de 175 heures ; ▪ les valeurs quotidiennes décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant plus de 4 jours civils, mais pas plus de 5 jours civils ; ▪ les valeurs mensuelles décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant plus de 21 jours civils, mais pas plus de 28 jours civils. 	<p>Un ou plusieurs des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ les valeurs horaires décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant plus de 25 heures, et a dépassé le maximum annuel autorisé de 175 heures ; ▪ les valeurs quotidiennes décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant 5 jours civils ; ▪ les valeurs mensuelles décrites dans l'équation des ATC ont changé et le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas calculé pendant 28 jours civils ou plus.

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E9.	Sans objet	<p>Le fournisseur de service de transport a rendu disponibles les données requises en E9 aux entités requérantes spécifiées en E9, à la fréquence spécifiée dans la demande, sous réserve des dispositions de l'exigence E9, pour 30 jours civils ou plus mais moins de 45 jours civils après avoir reçu une demande.</p>	<p>Le fournisseur de service de transport a rendu disponibles les données requises en E9 aux entités requérantes spécifiées en E9, à la fréquence spécifiée dans la demande, sous réserve des dispositions de l'exigence E9, pour 45 jours civils ou plus mais moins de 60 jours civils après avoir reçu une demande.</p>	<p>Le fournisseur de service de transport a rendu disponibles les données requises en E9 aux entités requérantes spécifiées en E9, à la fréquence spécifiée dans la demande, sous réserve des dispositions de l'exigence E9, pour 60 jours civils ou plus après avoir reçu une demande.</p>

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	26 août 2008	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	
1a	Approuvée par le conseil le 5 novembre 2009	Interprétation des exigences E2 et E8	Interprétation (projet 2009-15)

Annexe 1

Numéro et texte de l'exigence
<p>MOD-001-01, exigence E2 :</p> <p>E2. Chaque <i>fournisseur de service de transport</i> doit calculer les valeurs des ATC ou des AFC énumérées ci-dessous en utilisant la méthodologie ou les méthodologies choisies par son ou ses <i>exploitants de réseau de transport</i> :</p> <p>E2.1. valeurs horaires pour au moins les 48 prochaines heures ;</p> <p>E2.2. valeurs quotidiennes pour au moins les 31 prochains jours civils ;</p> <p>E2.3. valeurs mensuelles pour au moins les 12 prochains mois (mois 2 à 13).</p> <p>MOD-001-01, exigence E8 :</p> <p>E8. Chaque <i>fournisseur de service de transport</i> qui calcule un ATC doit recalculer cet ATC au minimum selon la fréquence suivante, à moins qu'aucune des valeurs calculées figurant dans l'équation d'un ATC n'ait changé :</p> <p>E8.1. valeurs horaires, une fois par heure. Il est alloué 175 heures par année civile aux <i>fournisseurs de services de transport</i> pendant lesquelles les calculs ne sont pas requis, malgré un changement d'une valeur calculée figurant dans l'équation d'un ATC ;</p> <p>E8.2. valeurs quotidiennes, une fois par jour ;</p> <p>E8.3. valeurs mensuelles, une fois par semaine.</p>
Question n°1
<p>Est-ce que l'« advisory ATC » inscrit dans les Tarifs du New York Independent System Operator (NYISO) est soumis aux exigences de calcul et de recalcul définies en E2 et en E8 de la norme MOD-001-1 ? Dans la négative, est-il nécessaire de préciser la fréquence de calcul de cet « advisory ATC » dans le <i>document de la mise en œuvre de la capacité de transfert disponible (ATCID)</i> de l'entité responsable ?</p>
Réponse à la question n°1
<p>Les exigences E2 et E8 de la norme MOD-001-1 sont toutes deux reliées à l'exigence E1, laquelle définit que les méthodologies de calcul de l'ATC doivent s'appliquer à des « <i>chemins ATC</i> » particuliers. La définition d'un <i>chemin ATC</i> de la NERC est « Toute combinaison point de réception – point de livraison pour laquelle la <i>capacité de transfert disponible (ATC)</i> est calculée ; pour tout trajet publié ». Basé sur un examen du texte de cette demande, des <i>Tarifs et conditions des services de transport</i> du NYISO et des autres informations présentées sur le site Web du NYISO, il s'avère que NYISO possède en fait de multiples <i>chemins ATC</i> soumis aux exigences de calcul et de recalcul définies en E2 et en E8. Il apparaît à la suite de l'examen de ces informations que la définition d'ATC dans les Tarifs du NYISO est identique à celle de la NERC ; c'est pourquoi il est difficile de conclure que l'« advisory ATC » du NYISO n'est pas la même chose que l'ATC. En outre, il apparaît que la réservation de capacité est permise sur certains chemins externes, ce qui rend nécessaire un calcul de l'ATC sur ces chemins qui ne porte pas seulement sur le lendemain.</p> <p>La seconde partie de la question du NYISO est valable si la réponse à la première est négative, donc elle ne sera pas traitée.</p>

Numéro et texte de l'article

MOD-029-01, exigences E5 et E6 :

E5. Lors du calcul des ETC relatifs aux *engagements de transport en vigueur fermes* (ETC_F) pour une période donnée d'un *chemin ATC*, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

$$ETC_F = NL_F + NITS_F + GF_F + PTP_F + ROR_F + OS_F$$

Où :

NL_F est la capacité ferme réservée pour desservir les engagements relatifs à la *charge locale* de pointe prévue pour la période de temps faisant l'objet du calcul, pour inclure les pertes et la croissance de la *charge locale*, qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

NITS_F est la capacité ferme réservée pour le *service de transport en réseau intégré* desservant la *charge*, pour inclure les pertes et la croissance de la charge, qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

GF_F est la capacité ferme réservée pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats pour l'énergie et/ou les *services de transport*, s'ils ont été conclus avant la date d'entrée en vigueur des *Tarifs et conditions des services de transport* ou « des tarifs sans risques » d'un *fournisseur de service de transport* ;

PTP_F est la capacité ferme réservée pour le *service de transport de point à point* confirmé ;

ROR_F est la capacité ferme réservée pour les droits de reconduction relatifs aux contrats de *service de transport* qui accordent aux *clients d'un service de transport* le droit de premier refus pour ce qui est de continuer ou non à bénéficier du *service de transport* quand le contrat de *service de transport* d'un *client d'un service de transport* arrive à terme ou est éligible à un renouvellement ;

OS_F est la capacité ferme réservée pour tout autre service(s), contrat(s) ou entente(s) non précisés ci-dessus et qui utilise le *service de transport* ferme comme spécifié dans l'ATCID.

E6. Lors du calcul des ETC relatifs aux *engagements de transport en vigueur fermes* (ETC_{NF}) pour une période donnée d'un *chemin ATC*, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : Planification de l'exploitation]

$$ETC_{NF} = NITS_{NF} + GF_{NF} + PTP_{NF} + OS_{NF}$$

Où :

NITS_{NF} est la capacité non ferme réservée pour le *service de transport en réseau intégré* desservant la charge (c.-à-d. le service secondaire), pour inclure les pertes et la croissance de la charge qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

GF_{NF} est la capacité non ferme réservée pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats pour l'énergie et/ou les *services de transport*, s'ils ont été exécutés avant la date d'entrée en vigueur des *Tarifs et conditions des services de transport* ou « des tarifs sans risques » d'un *fournisseur de service de transport* ;

PTP_{NF} est la capacité non ferme réservée pour le *service de transport de point à point* confirmé ;

OS_{NF} est la capacité non ferme réservée pour tout autre service(s), contrat(s) ou entente(s) non précisés ci-dessus et qui utilise le service de transport non ferme comme spécifié dans l'ATCID.

Question n°2

Pour le calcul des ATC, peut-on calculer la capacité OS_F (exigence E5 de la norme MOD-029-1) et la capacité OS_{NF} (exigence E6 de la norme MOD-029-1) en utilisant le « *Transmission Flow Utilization* ? »

Réponse à la question n°2

Cette demande d'interprétation ainsi que les Tarifs des services de transport de NYISO décrivent le concept du « *Transmission Flow Utilization* » utilisé par NYISO; cependant, il n'est pas clair que la *charge locale*, le *service de transport de point à point*, le *service de transport en réseau intégré* ou tout autre composant explicitement décrits dans les exigences E5 et E6 sont incorporés dans le « *Transmission Flow Utilization* ». En prenant pour acquis que ce « *Transmission Flow Utilization* » n'incorpore pas les notions de *charge locale*, de *service de transport de point à point*, de *service de transport en réseau intégré* ou tout autre composant explicitement décrits dans les exigences E5 et E6, alors il est approprié de les inclure à titre d'« autres services ». Cependant, si le « *Transmission Flow Utilization* » incorpore ces composants, simplement inclure « *Transmission Flow Utilization* » à titre d'« autres services » serait inapproprié.

Norme MOD-001-1a — Capacité disponible du réseau de transport

Annexe QC-MOD-001-1a

Dispositions particulières de la norme MOD-001-1a applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité disponible du réseau de transport

2. **Numéro :** MOD-001-1a

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP)

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

1.1. **Responsable de la surveillance de l'application des normes mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. **Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité**

Aucune disposition particulière

1.3. **Conservation des données**

Aucune disposition particulière

1.4. **Processus de surveillance et de mise en application des normes**

Aucune disposition particulière

1.5. **Autres informations sur la conformité**

Norme MOD-001-1a — Capacité disponible du réseau de transport

Annexe QC-MOD-001-1a

Dispositions particulières de la norme MOD-001-1a applicables au Québec

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** Méthodologie de calcul de la marge de fiabilité de transport
- 2. Numéro :** MOD-008-1
- 3. Objet :** Promouvoir des calculs cohérents et fiables, la vérification, la préservation et l'utilisation de la *marge de fiabilité de transport* (TRM) pour appuyer l'analyse et l'exploitation du *réseau*.
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1.** *Exploitants de réseau de transport* qui maintiennent une TRM
- 5. Date d'entrée en vigueur proposée :** Le premier jour civil du premier trimestre à survenir 12 mois après la date d'approbations de cette norme par les organismes de réglementation pertinents ou, dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre à survenir 12 mois après l'adoption de cette norme par le conseil d'administration de la NERC.

B. Exigences

- E1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit préparer et conserver un *document de mise en œuvre de la marge de fiabilité de transport* en application (TRMID) qui comprend, au moins, l'information suivante : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- E1.1.** L'identification (pour chacun de ses *chemins ATC* et de ses *interfaces de transit* respectifs) de chacun des éléments d'incertitude suivants s'ils sont utilisés pour établir la TRM, et une description de comment cet élément est utilisé pour établir la valeur de la TRM :
- les prévisions de *charge* globale ;
 - l'incertitude relative à la répartition de la *charge* ;
 - l'incertitude relative à la topologie anticipée du *réseau* de transport (notamment les indisponibilités fortuites ou non programmées et les indisponibilités pour maintenance) ;
 - l'attribution pour les impacts des chemins parallèles (écoulement parallèle) ;
 - l'attribution pour les interactions simultanées entre les chemins ;
 - les variations dans la répartition de la production (notamment les indisponibilités fortuites ou non programmées et les indisponibilités pour maintenance, et l'emplacement de toute production future) ;
 - la réponse à court terme du *répartiteur* (manœuvres touchant la *réserve d'exploitation*) ;
 - les exigences de partage des réserves ;
 - la réponse inertielle et la compensation en fréquence.
- E1.2.** Une description de la méthode utilisée pour affecter la TRM à travers les *chemins ATC* ou les *interfaces de transit* ;

E1.3. L'identification de la méthode de calcul de la TRM utilisée pour les horizons de temps suivants :

E1.3.1. le jour même et en temps réel ;

E1.3.2. le lendemain et l'horizon prévisionnel ;

E1.3.3. au-delà du lendemain et de l'horizon prévisionnel, jusqu'à 13 mois à l'avance.

E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit utiliser uniquement les éléments d'incertitude de l'exigence E1.1 pour établir la TRM, et il ne doit inclure aucun des composants de la *marge de partage de capacité* (CBM). La capacité de transport préservée pour les ententes de partage des réserves peut être incluse dans la TRM. [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit rendre disponible son TRMID, et si demandé, la documentation sous-jacente (le cas échéant) utilisée pour déterminer la TRM, dans le format utilisé par l'*exploitant de réseau de transport*, à n'importe quelles entités suivantes qui font une demande écrite, dans un délai d'au plus de 30 jours civils après la réception de la demande : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

- les *fournisseurs de services de transport* ;
- les *coordonnateurs de la fiabilité* ;
- les *coordonnateurs de la planification* ;
- les *planificateurs de réseau de transport* ;
- les *exploitants de réseau de transport*.

E4. Chaque *exploitant de réseau de transport* qui maintient une TRM doit établir les valeurs de la TRM en conformité avec le TRMID au moins une fois tous les 13 mois : [*Facteur de risque de la non-conformité. faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

E5. Chaque *exploitant de réseau de transport* qui maintient une TRM doit fournir les valeurs de la TRM à ses *fournisseurs de services de transport* et à ses *planificateurs de réseau de transport* dans un délai d'au plus sept jours civils après que les valeurs de la TRM ont été établies ou modifiées ultérieurement. [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

C. Mesures

M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit produire son TRMID attestant l'inclusion de toute l'information spécifiée à l'exigence E1 (E1).

M2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir des pièces justificatives, comme son TRMID, ses valeurs de la TRM, ses valeurs de CBM ou toutes autres pièces justificatives, (comme la documentation écrite, les rapports d'études, la documentation de son processus relatif à la CBM, l'information à l'appui), pour démontrer que ses valeurs de la TRM ne comprennent pas tout élément d'incertitude autres que ceux définis à l'exigence E1.1 et pour montrer qu'il n'a inclus aucun des composants de la CBM (E2).

- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir une copie datée de toute demande d'une entité citée en E3. L'*exploitant de réseau de transport* doit aussi fournir les pièces justificatives (comme les copies de courriels ou les récépissés postaux qui montrent le destinataire, la date et le contenu) attestant que la documentation demandée (comme les documents de travail et les cas d'écoulement de puissance) a été rendue disponible au demandeur à l'intérieur des délais spécifiés (E3).
- M4.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives (comme les registres, les rapports d'études, les notes de révision ou les données) attestant qu'il a établi des valeurs de la TRM au moins une fois tous les treize mois pour chacune des périodes de temps de la TRM (E4).
- M5.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives (comme les registres, les courriels, les publications sur son site Web) attestant qu'il a fourni à ses *fournisseurs de services de transport* et à ses *planificateurs de réseau de transport*, les valeurs de la TRM à jour comme décrit à l'exigence E5 (E5).

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~Responsable de la surveillance de l'application des normes~~ Responsable des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Sans objet

1.3. Conservation des données

L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité telles qu'identifiées ci-dessous, à moins que le *responsable de la surveillance de l'application des normes* lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période, dans le cadre d'une enquête :

- L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver son TRMID en application, tout TRMID en vigueur, et tout TRMID en vigueur depuis la dernière période d'audit de conformité à l'exigence E1;
- L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E2, E3 et E5 pour les trois dernières années civiles et l'année courante ;
- L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E4 pour les trois dernières années civiles et l'année courante ;
- Si une entité responsable a été jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'elle soit de nouveau jugée conforme ;
- Le ~~*responsable de la surveillance de l'application des normes*~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit demandés et soumis subséquemment.

1.4. Processus de surveillance et de mise en application des normes

On peut faire appel aux processus ci-dessous :

- Audits de conformité
- Déclaration sur la conformité
- Contrôles ponctuels
- Enquêtes sur les non-conformités
- Déclarations volontaires
- Plaintes

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Exigence#	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1.	L'exploitant de réseau de transport a un TRMID qui ne comprend pas les changements effectués au cours des trois derniers mois.	L'exploitant de réseau de transport a un TRMID qui ne comprend pas les changements effectués au cours des trois derniers mois mais il y a moins de six mois. OU Le TRMID de l'exploitant de réseau de transport ne satisfait pas à l'une des sous-exigences suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • E1.1, • E1.2, • N'importe laquelle des sous-exigences suivantes : <ul style="list-style-type: none"> ○ E1.3.1, E1.3.2 ou E1.3.3 	L'exploitant de réseau de transport a un TRMID qui ne comprend pas les changements effectués au cours des six derniers mois mais il y a moins d'un an. OU Le TRMID de l'exploitant de réseau de transport ne satisfait pas à deux des sous-exigences suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • E1.1, • E1.2, • N'importe laquelle des sous-exigences suivantes : <ul style="list-style-type: none"> ○ E1.3.1, E1.3.2 ou E1.3.3 	L'exploitant de réseau de transport a un TRMID qui ne comprend pas les changements effectués il y a un an ou plus. OU L'exploitant de réseau de transport n'a pas de TRMID. OU Le TRMID de l'exploitant de réseau de transport ne satisfait pas à trois des sous-exigences suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • E1.1, • E1.2, • N'importe laquelle des sous-exigences suivantes : <ul style="list-style-type: none"> ○ E1.3.1, E1.3.2 ou E1.3.3
E2.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Une ou des deux situations suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • l'exploitant de réseau de transport a inclus des éléments d'incertitude non définis en E1 pour leur établissement de la TRM. • l'exploitant de réseau de transport a inclus des composants de la CBM dans la TRM.

Norme MOD-008-1 — Méthodologie de calcul de la marge de fiabilité de transport (TRM)

Exigence#	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3.	L'exploitant de réseau de transport a rendu disponible le TRMID à une entité requérante citée à l'exigence E3, mais a fourni le TRMID après plus de 30 jours mais en moins de 45 jours.	L'exploitant de réseau de transport a rendu disponible le TRMID à une entité requérante citée à l'exigence en E3, mais a fourni le TRMID en 45 jours ou plus mais en moins de 60 jours.	L'exploitant de réseau de transport a rendu disponible le TRMID à une entité requérante citée à l'exigence E3, mais a fourni le TRMID en 60 jours ou plus mais en moins de 90 jours.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas rendu disponible le TRMID pour 90 jours ou plus.
E4.	L'exploitant de réseau de transport a établi les valeurs de la TRM à temps, MAIS ces valeurs étaient incomplètes ou incorrectes. Pas plus de 5 % ou 1 valeur (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi la TRM à l'intérieur des 13 mois suivants la détermination précédente, et la dernière détermination ne remontait pas à plus de 15 mois. OU L'exploitant de réseau de transport a établi les valeurs de la TRM à temps, MAIS ces valeurs étaient incomplètes. Plus de 5 % ou 1 valeur (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes, mais pas plus de 10 % ou 2 valeurs (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi la TRM à l'intérieur des 15 mois suivants la détermination précédente, et la dernière détermination ne remontait pas à plus de 18 mois. OU L'exploitant de réseau de transport a établi les valeurs de la TRM à temps, MAIS ces valeurs étaient incomplètes. Plus de 10 % ou 2 valeurs (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes, mais pas plus de 15 % ou 3 valeurs (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi la TRM. OU La dernière détermination de la TRM remonte à plus de 18 mois. OU L'exploitant de réseau de transport a établi les valeurs de la TRM à la fréquence exigée, MAIS ces valeurs étaient incomplètes ou incorrectes. Plus de 15 % ou 3 valeurs (soit la plus élevée des valeurs) étaient incorrectes ou manquantes.

Norme MOD-008-1 — Méthodologie de calcul de la marge de fiabilité de transport (TRM)

Exigence#	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5.	<p>L'exploitant de réseau de transport a fourni les valeurs de la TRM à toutes les entités spécifiées après plus de 7 jours, mais en moins de 14 jours.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a fourni les valeurs de la TRM à temps, MAIS les valeurs étaient incomplètes ou ne correspondaient pas à celles déterminées à l'exigence E4. Pas plus de 5 % ou 1 valeur (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a fourni les valeurs de la TRM à toutes les entités spécifiées en 14 jours ou plus, mais en moins de 30 jours.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a fourni les valeurs de la TRM à temps, MAIS les valeurs étaient incomplètes ou ne correspondaient pas à celles déterminées à l'exigence E4. Plus de 5 % ou 1 valeur (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes, mais pas plus de 10 % ou 2 valeurs (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a fourni les valeurs de la TRM à toutes les entités spécifiées en 30 jours ou plus, mais en moins de 60 jours.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a fourni les valeurs de la TRM à temps, MAIS les valeurs étaient incomplètes ou ne correspondaient pas à celles déterminées à l'exigence E4. Plus de 10 % ou 2 valeurs (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes, mais pas plus de 15 % ou 3 valeurs (soit la plus élevée des deux) étaient incorrectes ou manquantes.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport n'a pas fourni les valeurs de la TRM à toutes les entités spécifiées dans les 60 jours suivant un changement.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a fourni les valeurs de la TRM à temps, MAIS les valeurs étaient incomplètes ou ne correspondaient pas à celles déterminées à l'exigence E4. Plus de 15 % ou 3 valeurs (soit la plus élevée des valeurs) étaient incorrectes ou manquantes.</p>

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Méthodologie de calcul de la marge de fiabilité de transport

2. Numéro : MOD-008-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

A. Introduction

1. **Titre :** Vérification et déclaration des données de capacité de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones
2. **Numéro :** MOD-025-2
3. **Objet :** Donner l'assurance que l'information juste, à propos des capacités de puissance active et réactive brute et nette des groupes de production et des capacités de puissance réactive des compensateurs synchrones, soit disponible aux fins des modèles de planification qui servent à évaluer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de transport* ayant un ou des compensateur(s) synchrone(s)
 - 4.2. **Installations :**

Aux fins de la présente norme, le terme « *installation visée* » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

 - 4.2.1 Groupe de production de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité*;
 - 4.2.2 Compensateur synchrone de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité*;
 - 4.2.3 *Centrale* ou *installation* de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée) raccordée directement au *système de production-transport d'électricité*.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Dans les territoires où une approbation réglementaire est nécessaire¹ :
 - 5.1.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou

¹ Vérification de parc éolien : Si une entité possède deux parcs éoliens et qu'un de ces parcs a été vérifié, l'entité est réputée avoir effectué 50 % de la vérification, sans égard au nombre d'éoliennes de chaque parc. Un parc éolien correspond à un groupe d'éoliennes raccordées en un point commun de raccordement ou utilisant un système de commande global commun.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 40 % de ses *installations* visées.

5.1.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses *installations* visées.

5.1.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses *installations* visées.

5.1.4 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses *installations* visées.

5.2. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire² :

5.2.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 40 % de ses *installations* visées.

5.2.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses *installations* visées.

² Vérification de parcs éoliens : Si une entité possède deux parcs éoliens et qu'un de ces parcs a été vérifié, l'entité est réputée avoir effectué 50 % de la vérification, sans égard au nombre d'éoliennes de chaque parc. Un parc éolien correspond à un groupe d'éoliennes raccordées en un point commun de raccordement ou utilisant un système de commande global commun.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

- 5.2.3** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l’approbation par le conseil d’administration de la NERC, chaque *propriétaire d’installation de production ou propriétaire d’installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses *installations* visées.
- 5.2.4** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l’approbation par le conseil d’administration de la NERC, chaque *propriétaire d’installation de production ou propriétaire d’installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses *installations* visées.

Note : Le pourcentage de vérification ci-dessus est basé sur le nombre d’équipements visés du propriétaire.

Exigences

- E1.** Chaque *propriétaire d’installation de production* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* une vérification de la capacité de puissance active de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 1.1** Vérifier la capacité de puissance active de ses groupes de production conformément à l’annexe 1.
- 1.2** Soumettre une copie de l’annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de consignation des données d’un essai de performance ou ii) la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.
- E2.** Chaque *propriétaire d’installation de production* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* une vérification de la capacité de puissance réactive de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1** Vérifier, conformément à l’annexe 1, i) la capacité de puissance réactive de ses groupes de production et ii) la capacité de puissance réactive de ses compensateurs synchrones;
- 2.2** Soumettre une copie de l’annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de consignation des données de l’essai de performance ou ii) la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.
- E3.** Chaque *propriétaire d’installation de transport* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* la vérification de la capacité de puissance réactive de ses *installations* visées, selon les modalités suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

- 3.1 Vérifier, conformément à l'annexe 1, la capacité de puissance réactive de ses compensateurs synchrones;
- 3.2 Soumettre une copie de l'annexe 2 dûment remplie (ou un formulaire contenant la même information) à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils suivant i) la date de réalisation de l'essai de performance ou ii) la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.

B. Mesures

- M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant la même information, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E1.
- M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant la même information, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E2.
- M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué la vérification (par exemple une copie de l'annexe 2 remplie ou un autre formulaire de son choix contenant une information équivalente, ou encore l'information datée ayant été recueillie et utilisée pour remplir les annexes), et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a transmis cette information à son *planificateur de réseau de transport* dans le délai de 90 jours (par exemple des courriels datés ou des reçus postaux datés) en conformité à l'exigence E3.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité des mesures pour assurer la conformité

L'entité régionale doit jouer le rôle de *responsable de la surveillance de l'application des normes mesures pour assurer la conformité* (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO) ou à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable de la surveillance de l'application des normes responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son *responsable de la surveillance de l'application des normes responsable des mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la plus récente annexe 2 de la norme MOD-025 et les données utilisées ou le formulaire de son choix contenant la même information, ainsi qu'une pièce justificative de transmission relative aux exigences E1 et E2 et mesures M1 et M2, pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent;
- Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver la plus récente annexe 2 de la norme MOD-025 et les données utilisées ou le formulaire de son choix contenant la même information, ainsi qu'une pièce justificative de transmission relative à l'exigence E3 et mesure M3, pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués ou approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *responsable de la surveillance de l'application des normes responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de conformité
Déclaration de non-conformité
Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
E1	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de mise en route ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils,</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils,</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils,</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié et a consigné la capacité de puissance active de son groupe de production visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 180 jours civils suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 d'un de ses groupes de production visés.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un</p>

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	<p>mais d'au plus 69 mois. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.</p>	<p>mais d'au plus 72 mois. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.</p>	<p>mais d'au plus 75 mois. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.</p>	<p>délai de plus de 75 mois civils. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance active selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 15 mois civils.</p>
E2	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié la capacité de puissance réactive selon</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son groupe de production ou de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 180 jours civils suivant la date de réalisation de l'essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d'exploitation sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation. OU Le <i>propriétaire d'installation de</i></p>

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	<p>l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils, mais d'au plus 69 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.</i></p>	<p>l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils, mais d'au plus 72 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.</i></p>	<p>l'annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils, mais d'au plus 75 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.</i></p>	<p><i>production n'a pas vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 d'un de ses groupes de production ou de ses compensateurs synchrones visés.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 75 mois civils.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production a vérifié la capacité de puissance réactive selon l'annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans un délai de plus de 15 mois civils.</i></p>
E3	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive de son compensateur synchrone visé, mais a transmis ces données à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de</i></p>

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	<p>90 jours civils, mais d’au plus 120 jours civils, suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 1 % et 33 % inclusivement des données.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 66 mois civils, mais d’au plus 69 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans</i></p>	<p>120 jours civils, mais d’au plus 150 jours civils, suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 34 % et 66 % inclusivement des données.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils, mais d’au plus 72 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans</i></p>	<p>150 jours civils, mais d’au plus 180 jours civils, suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 et a transmis les données, mais en omettant entre 67 % et 99 % inclusivement des données.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils, mais d’au plus 75 mois.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans</i></p>	<p>180 jours civils suivant la date de réalisation de l’essai de performance ou la date à laquelle les données historiques d’exploitation sont sélectionnées pour vérification.</p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport n’a pas vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 d’un de ses compensateurs synchrones visés.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1 ou 2 (exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 75 mois civils.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d’installation de transport a vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 section « Périodicité des vérifications » alinéa 1, 2 ou 3 (exigence de 12 mois civils) dans</i></p>

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevée	VSL Critique
	un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.	un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.	un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.	un délai de plus de 15 mois civils.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} décembre 2005	1. Modification des tabulations dans le pied de page. 2. Suppression de la virgule après « 2004 » sous « Development Steps Completed #1 ». 3. Remplacement de certains tirets (-) par des tirets courts (—) ou des tirets longs (—). 4. Ajout de points au besoin. 5. Remplacement des apostrophes droites par des apostrophes typographiques. 6. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans le titre de la rubrique D.1.2. 7. Mise en minuscules de toutes les occurrences du mot « Regional » dans la section D.3. 8. Suppression du mot « less » après « 94% » dans la section 3.4, niveau 4.	20 janvier 2006
2	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modification selon la demande d'autorisation de norme (SAR) pour le projet 2007-09 et fusion avec la norme MOD-024-1
2	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-025-2. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016.)	

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

MOD-025 – Annexe 1 – Vérification des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Périodicité des vérifications

La périodicité des vérifications de capacité de puissance active et réactive est la suivante :

1. Pour une vérification à partir d'un essai de performance : vérifier chaque *installation* visée au moins tous les cinq ans (avec un maximum de 66 mois civils entre les vérifications), ou dans un délai de 12 mois civils après avoir constaté un changement qui modifie la capacité de puissance active ou réactive de plus de 10 % par rapport à la plus récente capacité déclarée et dont la durée prévue dépasse six mois. La première vérification de chaque *installation* visée par la présente norme doit être une vérification par essai de performance.
2. Pour une vérification à partir de données d'exploitation : vérifier chaque installation visée au moins tous les cinq ans (avec un maximum de 66 mois civils entre les vérifications), ou dans un délai de 12 mois civils après avoir constaté un changement de plus de 10 % de la capacité de puissance active ou réactive par rapport à la plus récente capacité déclarée et dont la durée prévue dépasse six mois. Si des données pour différents points sont obtenues à des dates différentes, désigner la date la plus récente de ces dates comme la date de vérification et reporter cette date comme la date de vérification à la norme MOD-025, Annexe 2, aux fins de la périodicité.
3. Quelle que soit la méthode de vérification : vérifier chaque nouvelle *installation* visée dans les 12 mois civils suivant sa mise en service. Les équipements existants qui n'ont pas été vérifiés pendant plus de cinq ans en raison d'un arrêt prolongé doivent être vérifiés dans un délai de 12 mois civils après leur remise en exploitation.

Les essais de puissance active doivent être effectués de préférence en même temps que les essais de puissance réactive à pleine charge; toutefois, des essais distincts sont autorisés aux fins de la présente norme. Dans le cas des compensateurs synchrones, effectuer seulement les vérifications de capacité de puissance réactive, selon les indications données ci-après.

Si la capacité de puissance réactive est vérifiée par essai, celui-ci doit être planifié à un moment propice à bien démontrer sa capacité de puissance réactive et pendant que l'*exploitant de réseau de transport* prend les précautions nécessaires pour maintenir la tension au jeu de barres à la valeur programmée ou dans une marge de tolérance acceptable par rapport à celle-ci.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Modalités de vérification des *installations* visées

1. Pour les groupes de production de 20 MVA ou moins faisant partie d'une centrale de plus de 75 MVA au total, consigner les données soit individuellement, soit pour l'ensemble des groupes de production. Procéder à une vérification individuelle pour chaque groupe de production ou compensateur synchrone de plus de 20 MVA (valeur nominale brute).
2. Procéder à la vérification en faisant en sorte que tous les équipements auxiliaires nécessaires au fonctionnement normal prévu soient en service, tant pour la capacité de puissance active que pour la capacité de puissance réactive. Procéder à la vérification de la capacité de puissance réactive avec le régulateur automatique de tension en service. Les données d'exploitation d'une période de deux ans avant la date de vérification sont acceptables pour vérifier la capacité de puissance active ou réactive, à condition : a) que ces données répondent aux exigences des alinéas 2.1 à 2.4 ci-après; et b) que ces données d'exploitation correspondent au moins à 90 % du résultat d'un essai antérieur qui couvrait au moins 50 % de la capacité de puissance réactive indiquée sur la courbe de capacité thermique associée (courbe en D). Si l'essai antérieur avait fait l'objet de restrictions excessives (de sorte qu'il ne couvre pas au moins 50 % de la courbe de capacité thermique associée) par des limitations inhabituelles de production ou d'équipement (par exemple des batteries de condensateurs ou d'inductances hors service), la vérification suivante doit être faite au moyen d'un autre essai, et non à partir de données d'exploitation.
 - 2.1. Vérifier la capacité de puissance active et de puissance réactive en surexcitation (retard de phase) de toutes les *installations* visées à leur puissance active de sortie maximale normale (et non d'urgence) prévue au moment des vérifications.
 - 2.1.1 Vérifier la puissance active maximale synchrone du groupe de production et sa puissance réactive en retard de phase pendant au moins une heure.
 - 2.1.2 Vérifier les groupes de production intermittents (par exemple de type éolien, photovoltaïque ou hydraulique au fil de l'eau) à la puissance active de sortie maximale que la ressource intermittente peut produire au moment de la vérification. Vérifier la capacité de puissance réactive des éoliennes et des onduleurs photovoltaïques d'un parc avec au moins 90 % de ces éoliennes et de ces onduleurs photovoltaïques connectés. S'il est impossible de vérifier une *installation* d'éoliennes ou d'onduleurs photovoltaïques en respectant ce seuil de 90 %, en documenter les raisons et procéder à l'essai à la capacité maximale disponible au moment de l'essai. Reprogrammer l'essai de l'installation dans les six mois suivant l'atteinte du seuil de 90 %. Maintenir

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

la production de puissance active et réactive aussi stable que possible pendant les vérifications.

- 2.2. Vérifier la capacité de puissance réactive de toutes les *installations* visées, sauf celles de type éolien ou photovoltaïque, pour une puissance réactive maximale en surexcitation (retard de phase) et en sous-excitation (avance de phase) pour les conditions suivantes :
 - 2.2.1 à la puissance active minimale à laquelle l'*installation* devrait normalement fonctionner, recueillir les valeurs maximales de puissance réactive en avance et en retard de phase dès qu'une limite est atteinte;
 - 2.2.2 à la puissance active maximale, recueillir les valeurs maximales de puissance réactive en avance de phase dès qu'une limite est atteinte;
 - 2.2.3 dans le cas des groupes de production nucléaires, il n'est pas obligatoire de vérifier la puissance réactive à la puissance active de sortie minimale.
- 2.3. Dans le cas d'un groupe de production refroidi à l'hydrogène, procéder à la vérification à la pression d'hydrogène normale d'exploitation.
- 2.4. Calculer les pertes dans le transformateur élévateur du groupe de production si les mesures de vérification sont prises du côté haute tension du transformateur élévateur. Si nécessaire, on peut estimer les pertes de puissance active et réactive dans le transformateur élévateur en se basant sur l'impédance de celui-ci.
3. Consigner les données suivantes aux fins des vérifications prescrites ci-dessus :
 - 3.1 la valeur des capacités de production de puissance active et réactive brute à la fin de la période de vérification;
 - 3.2 la tension programmée fournie par l'*exploitant de réseau de transport*, le cas échéant;
 - 3.3 la tension sur les côtés haute tension et basse tension du transformateur élévateur du groupe de production ou du ou des transformateurs de raccordement au réseau à la fin de la période de vérification. Si une seule de ces valeurs est mesurée, l'autre peut être calculée;
 - 3.4 les conditions ambiantes, le cas échéant, en fin de période de vérification dont le *propriétaire d'installation de production* pourrait avoir besoin pour corriger la puissance active, par exemple :

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

- la température ambiante;
 - l'humidité relative;
 - la température de l'eau de refroidissement;
 - autres données jugées pertinentes par le *propriétaire d'installation de production* pour effectuer les corrections en fonction des conditions ambiantes;
- 3.5 la date ainsi que les heures de début et de fin de la période de vérification (en heures et en minutes);
- 3.6 le rapport de transformation et les réglages des prises du transformateur élévateur du groupe de production ou du ou des transformateurs de raccordement au réseau;
- 3.7 les pertes dans le transformateur élévateur du groupe de production (puissance réelle ou réactive) si les mesures de vérification ont été faites sur le côté haute tension du transformateur élévateur;
- 3.8 si les données de vérification résultent d'un essai de performance ou de données d'exploitation.
4. Établir un schéma unifilaire simplifié (voir l'annexe 2 de la norme MOD-025) indiquant les sources auxiliaires de puissance active et réactive et les raccordements au réseau connexes pour chaque équipement vérifié, y compris les transformateurs élévateurs de groupe de production, les transformateurs de raccordement au réseau et les transformateurs auxiliaires selon le cas. Indiquer les écoulements de puissance réactive et leur sens au moyen de flèches.
- 4.1 En l'absence de moyens pour mesurer certaines charges auxiliaires réactives, présenter une estimation d'ingénierie et les calculs associés. Les pertes de puissance active et réactive dans les transformateurs seront aussi des estimations ou des calculs. Seuls les résultats sont requis lorsqu'on utilise un logiciel pour calculer les pertes ou les charges.
5. Si le *planificateur de réseau de transport* demande un ajustement, établir la corrélation entre les conditions de l'essai et la puissance générée du groupe de production de manière que la puissance active qu'on peut s'attendre à obtenir du groupe de production puisse être déterminée pour différentes conditions, par exemple pendant la pointe de consommation estivale. Ajuster les valeurs de MW obtenues aux conditions ambiantes spécifiées par le *planificateur de réseau de transport* à sa demande et les soumettre au

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

planificateur de réseau de transport dans les 90 jours suivant la demande ou la date de consignation ou de sélection des données, selon la date la plus tardive.

- Note 1 :** Dans certaines conditions du réseau de transport, les valeurs obtenues par la vérification des mégavars prescrite par la norme ne correspondront pas à la courbe de capacité thermique fournie par le fabricant (courbe en D). Or, la vérification prescrite par la norme, même effectuée dans ces conditions du réseau de transport, peut révéler des limitations de l'*installation* visée (instabilité thermique du rotor, réglage des prises ou rapports de transformation incorrects, fonctionnement imprécis de régulateur automatique de tension, etc.) dont l'analyse plus poussée pourrait mener à un correctif. La limite du niveau de mégavars obtenue lors d'un essai de performance ou à partir de données d'exploitation peuvent ne pas être représentatives de la capacité de puissance réactive de l'équipement dans des conditions extrêmes du réseau. Voir la note 2.
- Note 2 :** Bien que la norme ne l'exige pas, il est souhaitable de procéder à une analyse d'ingénierie afin de déterminer les capacités prévues de l'*installation* visée à des tensions du réseau moins restrictives que celles observées pendant la vérification. Bien que cette analyse ne permette pas de valider intégralement la courbe de capacité thermique (courbe en D), elle produira une estimation raisonnable de la capacité de l'*installation* visée, que le *planificateur de réseau de transport* pourra utiliser aux fins de la modélisation.
- Note 3 :** La vérification de la puissance réactive vise à définir les limites de capacité de puissance réactive de l'équipement. Si celui-ci n'a pas de capacité en avance de phase, il faut déclarer que cette capacité est inexistante ou indiquer la capacité minimale en retard de phase à laquelle l'équipement peut fonctionner.
- Note 4 :** Les compensateurs synchrones n'ont besoin d'être vérifiés que pour deux points (un en surexcitation et un autre en sous-excitation), étant donné qu'ils ne produisent pas de puissance active.

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

MOD-025 – Annexe 2

Schéma unifilaire, tableau et sommaire pour déclaration des informations de vérification

Note : Si la configuration de l'installation visée ne se prête pas à l'utilisation du schéma, des tableaux ou des sommaires pour déclaration ci-après, des changements peuvent être faits au formulaire pourvu que toute l'information requise (selon l'annexe 1 de la norme MOD-025) soit reportée.

Raison sociale :

Déclaré par (nom) :

Centrale :

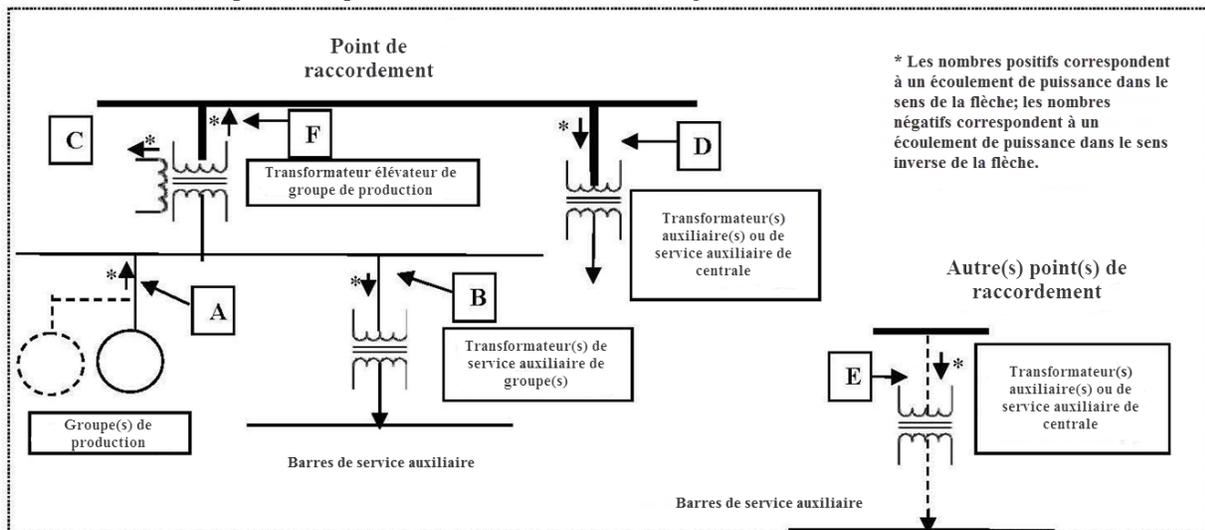
N° de groupe :

Date de déclaration :

Cocher tous les éléments pertinents :

- Vérification de la puissance réactive à pleine charge en surexcitation
- Vérification de la puissance réactive à pleine charge en sous-excitation
- Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en surexcitation
- Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en sous-excitation
- Vérification de la puissance active
- Données d'essai de performance
- Données d'exploitation

Schéma unifilaire simplifié indiquant les raccordements aux charges auxiliaires et les données de vérification :



Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Point	Tension	Puissance active	Puissance réactive	Commentaires
A	kV	MW	Mvar	Additionner les groupes de production multiples qui sont vérifiés ensemble ou qui font partie d'un même ensemble. Déclarer les valeurs des groupes individuels séparément si les mesures de vérification ont été faites au groupe individuel. Des valeurs individuelles sont exigées pour les groupes de production et les compensateurs synchrones de plus de 20 MVA.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
B	kV	MW	Mvar	Additionner les transformateurs de service auxiliaire de groupe multiples.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
C	kV	MW	Mvar	Additionner les charges tertiaires multiples, le cas échéant.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
D	kV	MW	Mvar	Additionner les transformateurs auxiliaires ou de service auxiliaire de poste.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
E	kV	MW	Mvar	S'il y a plusieurs points de raccordement, les décrire afin de permettre une modélisation exacte; déclarer les points individuellement (Additionner les transformateurs auxiliaires multiples).
F	kV	MW	Mvar	Capacité nette des équipements.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

MOD-025 – Annexe 2 (suite)

Données de vérification

Fournir les données par équipement ou par *installation*, s'il y a lieu.

Type de données	Données consignées	Dernière vérification (données antérieures; ne rien inscrire pour la vérification initiale)
Capacité de puissance réactive brute (en Mvar*)		
Puissance réactive des auxiliaires (en Mvar*)		
Capacité de puissance réactive nette (en Mvar*) égale la capacité de puissance réactive brute (en Mvar*) moins la puissance réactive des auxiliaires à la même barre (en Mvar*) et moins la puissance réactive du tertiaire connecté à la même barre (en Mvar*)		
Capacité de puissance active brute (en MW*)		
Puissance active des auxiliaires (en MW*)		
Capacité de puissance active nette (en MW*) égale la capacité de puissance active brute (en MW*) moins la puissance active des auxiliaires à la même barre (en MW*) et moins la puissance active du tertiaire connecté à la même barre (en MW*)		
* Note : Inscrire les valeurs à la fin de la période de vérification.		
Pertes dans le transformateur élévateur de groupe de production (nécessaire seulement si les mesures de vérification sont faites sur le côté haute tension du transformateur du groupe de production) (en Mvar)		

Sommaire de vérification

- Date de la vérification _____, Heure de début de la vérification _____, Heure de fin de la vérification _____
- Tension programmée _____
- Rapport de transformation : Transf. élévateur de groupe____Serv. aux. de groupe____ Serv. aux. de poste____Serv. aux., autre.
- Réglages de prises de transformateur : Transf. élévateur du groupe____Serv. aux. de groupe____ Serv. aux. de poste____Serv. aux., autre____
Conditions ambiantes à la fin de la période de vérification :

Norme MOD-025-2 – Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Température de l'air : _____

Humidité relative : _____

Température de l'eau de refroidissement : _____

Autres données, selon le cas : _____

- Pression d'hydrogène du groupe de production pendant l'essai (le cas échéant) : _____

Date à laquelle les données de la colonne « Dernière vérification » du tableau ci-dessus ont été consignées : _____

Remarques :

Note : Si la valeur de vérification n'a pas atteint la courbe de capacité thermique (courbe en D), donner la raison.

Norme MOD-025-2 — Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Annexe QC-MOD-025-2

Dispositions particulières de la norme MOD-025-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones
2. **Numéro :** MOD-025-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
Aux fins de la présente norme, le terme « installation visée » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :
 - 4.2.1 Groupe de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.2 Compensateur synchrone faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.3 Centrale ou installation de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

Exigences

Aucune disposition particulière

B. Mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

- 1.1. **Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

Norme MOD-025-2 — Vérification et déclaration des capacités de puissance active et réactive des groupes de production et de la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones

Annexe QC-MOD-025-2

Dispositions particulières de la norme MOD-025-2 applicables au Québec

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

MOD-025-2 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

MOD-025-2 – Annexe 2

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	le xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale
- 2. Numéro :** MOD-026-1
- 3. Objet :** Vérifier que le modèle des systèmes d'excitation de groupe de production ou des fonctions de la commande volt/var de centrale¹ (incluant le modèle de stabilisateur de puissance et de compensateur d'impédance) et les paramètres de ce modèle, utilisé dans les simulations dynamiques, représente fidèlement le comportement des systèmes d'excitation de groupe de production ou des fonctions de la commande volt/var de centrale dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1. *Propriétaire d'installation de production*

4.1.2. *Planificateur de réseau de transport*

4.2. Installations :

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les *installations* qui sont raccordées directement au *système de production-transport d'électricité* (BES) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

4.2.1 Production située dans l'*Interconnexion* de l'Est ou l'*Interconnexion* du Québec ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.1.1 Tout groupe individuel de production de plus de 100 MVA (puissance nominale brute).

4.2.1.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.2 Production située dans l'*Interconnexion* de l'Ouest ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.2.1 Tout groupe individuel de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute).

4.2.2.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

¹ Système d'excitation ou les fonctions de commande volt/var de centrale :

- a. Dans le cas d'une machine synchrone individuelle, le système d'excitation de groupe de production englobe le groupe de production, l'excitatrice, le régulateur de tension, la compensation d'impédance et le stabilisateur de puissance.
- b. Pour une centrale de production combinée, la commande volt/var englobe le système de régulation de la tension et de la puissance réactive qui assure le réglage et la coordination des tensions de la centrale et qui commande les ressources de puissance réactive associées.

4.2.3 Production située dans l'*Interconnexion* ERCOT ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.3.1 Tout groupe individuel de production de plus de 50 MVA (puissance nominale brute).

4.2.3.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement au jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.4 Pour toutes les *Interconnexions* :

- Tout groupe techniquement justifié² qui répond aux critères du registre de la NERC, mais qui n'est par ailleurs pas inclus dans les sections d'applicabilité 4.2.1, 4.2.2 et 4.2.3 ci-dessus et qui est requis par le *planificateur de réseau de transport*.

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1.** Pour les exigences E1 et E3 à E6, le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.2.** Pour l'exigence E2, 30 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables pour la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.3.** Pour l'exigence E2, 50 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables pour la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.4.** Pour l'exigence E2, 100 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les

² La justification technique est effectuée par le *planificateur de réseau de transport* démontrant que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables pour la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.

B. Exigences

- E1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir l'information demandée ci-dessous au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils suivant la réception d'une demande écrite : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- des consignes sur comment obtenir la liste des modèles pour les systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* aux fins d'utilisation dans les simulations dynamiques;
 - des consignes sur comment obtenir la librairie des modèles diagrammes-blocs ou les caractéristiques des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale pour les modèles que le *planificateur de réseau de transport* trouve acceptables; ou
 - des données de modélisation du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale spécifique à un groupe visé existant du *propriétaire d'installation de production*, pour tout système présent dans la base de données dynamique du *planificateur de réseau de transport* pour les modèles courants (en usage), incluant le MVA des groupes de production.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir, pour chaque groupe visé, un modèle vérifié du système d'excitation de groupe de production ou des fonctions de la commande volt/var de centrale, incluant la documentation et les données (telles que spécifiées à la partie 2.1) à son *planificateur de réseau de transport*, selon la périodicité spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-026. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1.** Le modèle de chaque groupe visé doit être vérifié par le *propriétaire d'installation de production* au moyen d'un ou de plusieurs modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport*. La vérification pour les groupes individuels de moins de 20 MVA (puissance nominale brute) d'une centrale de production (voir les alinéas 4.2.1.2, 4.2.2.2 ou 4.2.3.2) peut être effectuée avec un modèle des groupes individuels ou un modèle des groupes combinés, ou les deux. Pour chaque vérification, l'information fournie doit inclure les éléments suivants :
- 2.1.1.** une documentation qui démontre que la réponse du modèle du groupe visé correspond à la réponse enregistrée lors d'une excursion de tension dans le cadre d'un essai de performance ou d'une perturbation de réseau enregistrée;
 - 2.1.2.** le fabricant, le numéro de modèle (si disponible) et le type de système d'excitation incluant notamment, statique, c.a. sans balais, c.c. tournant, et/ou des fonctions de la commande volt/var de centrale (si installé);
 - 2.1.3.** la structure et les données du modèle, incluant notamment la réactance, les constantes de temps, les facteurs de saturation et l'inertie de rotation totale, ou les données équivalentes pour la génératrice;

Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

- 2.1.4. la structure et les données du modèle pour le système d'excitation, incluant le régulateur de tension à boucle fermée si un régulateur de tension à boucle fermée est installé, ou la structure et les données du modèle pour la commande volt/var de centrale;
- 2.1.5. les réglages de compensation (statisme, chute de tension de ligne, compensation différentielle, etc.), si utilisée; et
- 2.1.6. la structure et les données du modèle pour le stabilisateur de puissance, s'il en est équipé.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu l'une des communications suivantes pour un groupe visé :

- un avis écrit de la part de son *planificateur de réseau de transport* (conformément à l'exigence E6) indiquant que le modèle du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale n'est pas utilisable;
- des commentaires écrits de la part de son *planificateur de réseau de transport* identifiant des lacunes techniques dans la documentation de vérification du modèle du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale; ou
- des commentaires écrits avec pièces justificatives à l'appui de la part de son *planificateur de réseau de transport* indiquant que la réponse simulée du modèle du système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale ne correspond pas à la réponse enregistrée lors d'un événement sur le réseau de transport.

La réponse écrite doit contenir, soit la justification technique du maintien du modèle courant, soit les changements au modèle, soit un programme de vérification du modèle³ (conformément à l'exigence E2). [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des données révisées de modèle ou un programme de vérification du modèle⁴ (conformément à l'exigence E2) pour un groupe visé à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 180 jours civils après avoir apporté des changements au système d'excitation ou aux fonctions de la commande volt/var de centrale, qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement⁵. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

³ Si une vérification est effectuée, la période de dix ans spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-026 recommence.

⁴ Même commentaire.

⁵ Remplacement de l'excitatrice, du régulateur de tension, du stabilisateur de puissance ou de la commande volt/var de centrale, incluant des modifications logicielles qui modifient la réponse du système d'excitation; ajout ou remplacement de système de commande numérique de la centrale; modifications logicielles du système de commande numérique des installations qui modifient la réponse du système d'excitation; ajout ou remplacement d'une fonction à l'équipement de commande volt/var de centrale (compensateurs statiques, batteries de condensateurs, systèmes d'excitation individuels de groupe de production, etc.); changement de mode de réglage de tension (passage de la régulation du facteur de puissance à la régulation automatique de tension, etc.); ou modification des réglages de l'excitatrice, du régulateur de tension, du compensateur d'impédance ou du stabilisateur de puissance. L'exigence E4 ne s'applique pas aux changements de réglage automatique qui découlent de changements dans le mode d'exploitation.

E5. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport*, dans un délai de 90 jours civils après réception d'une demande technique⁶ pour un groupe par le *planificateur de réseau de transport* pour procéder à l'examen du modèle pour un groupe visé ou une centrale, comportant un des éléments suivants : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

- les détails des programmes pour vérifier le modèle (conformément à l'exigence E2); ou
- des données de modèle corrigées, incluant la source de ces données corrigées tel le remplacement de données de modèle générique par des valeurs d'essai provenant d'un fabricant ou la mise à jour des paramètres des données après un examen sur place de l'équipement.

E6. Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils de la réception de l'information sur la vérification de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale, conformément à l'exigence E2, indiquant que le modèle est utilisable (rencontre les critères spécifiés aux parties 6.1 à 6.3) ou n'est pas utilisable.

6.1. le modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale permet l'initialisation sans erreur;

6.2. une simulation sans perturbation produit des transitoires négligeables; et

6.3. dans le cas d'une simulation par ailleurs stable, le modèle des systèmes d'excitation et de commande volt/var de centrale démontre un amortissement positif lors d'une simulation d'une perturbation.

Si le modèle n'est pas utilisable, le *planificateur de réseau de transport* doit fournir une description technique du pourquoi le modèle n'est pas utilisable. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

C. Mesures

M1. Le *planificateur de réseau de transport* doit avoir et fournir la demande datée des consignes ou de données, les consignes ou données transmises et une pièce justificative datée de leur transmission par écrit (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni sa réponse dans le délai de 90 jours civils conformément à l'exigence E1.

M2. Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir et fournir une pièce justificative datée attestant qu'il a vérifié le modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale en accord avec la partie 2.1 pour chaque groupe visé, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle, la documentation et les données à son *planificateur de réseau de transport* conformément à l'exigence E2.

M3. Les pièces justificatives pour l'exigence E3 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E3, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) de cette réponse.

⁶ La demande technique est validée par le *planificateur de réseau de transport* démontrant que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

- M4.** Les pièces justificatives pour l'exigence E4 doivent comprendre, pour chacun des groupes visés du *propriétaire d'installation de production* pour lesquels des changements du système spécifiés à l'exigence E4 ont été effectués, une copie datée des données révisées des modèles ou du programme de vérification du modèle ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle et les données révisées ou les programmes dans un délai de 180 jours civils après avoir effectué les changements.
- M5.** Les pièces justificatives pour l'exigence E5 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E5, ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni une réponse écrite dans un délai de 90 jours civils après réception d'une demande justifiée techniquement.
- M6.** Les pièces justificatives pour l'exigence E6 doivent comprendre, pour chaque modèle reçu, la réponse datée indiquant que le modèle était utilisable ou non selon les critères des parties 6.1 à 6.3, et dans le cas d'un modèle non utilisable, une description technique; ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant que le *propriétaire d'installation de production* a été avisé dans un délai de 90 jours civils, suivant la réception de l'information sur le modèle.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~Responsabilité de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité

L'entité régionale doit jouer le rôle de ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'ERO, à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *planificateur de réseau de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *planificateur de réseau de transport* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E1 et E6, mesures M1 et M6, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.

Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver une pièce justificative de la plus récente vérification de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale relativement à l'exigence E2, mesure M2.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E3 à E5, et mesures M3 à M5, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *planificateur de réseau de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués ou approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n'a pas fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>
E2	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après le délai prescrit à l'annexe 1 de la norme MOD-026, mais avec un retard d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant une des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026, avec un retard de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant deux des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026, avec un retard de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant trois des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> avec un retard de plus de 270 jours civils par rapport à la périodicité prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-026.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas utilisé un ou des modèles jugés acceptables par le <i>planificateur de réseau de transport</i> tel que décrit à la partie 2.1 de l'exigence E2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant au moins quatre des six parties 2.1.1 à 2.1.6 de l'exigence E2.</p>

Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E3	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni une réponse écrite dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p> <p>OU</p> <p>La réponse du propriétaire d'installation de production ne comportait ni la justification technique du maintien du modèle existant, ni la liste des changements à apporter au modèle, ni un programme de vérification du modèle.</p>
E4	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 210 jours civils après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 210 jours civils, mais d'au plus 240 jours civils après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 240 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de 270 jours civils après avoir apporté au système d'excitation ou à la commande volt/var de centrale des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>

Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E5	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite au planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite au planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite au planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni une réponse écrite au planificateur de réseau de transport dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu de celui-ci une demande justifiée techniquement de procéder à la révision du modèle d'un groupe visé.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du propriétaire d'installation de production n'incluait pas un des alinéas de l'exigence E5.</p>
E6	<p>Le planificateur de réseau de transport a fourni une réponse écrite au propriétaire d'installation de production pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p>	<p>Le planificateur de réseau de transport a fourni une réponse écrite au propriétaire d'installation de production pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du planificateur de réseau de transport ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.</p>	<p>Le planificateur de réseau de transport a fourni une réponse écrite au propriétaire d'installation de production pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du planificateur de réseau de transport ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.</p>	<p>Le planificateur de réseau de transport n'a pas fourni une réponse écrite au propriétaire d'installation de production dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du planificateur de réseau de transport ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.</p>

Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-026-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2014 pour les exigences E1, E3, E4, E5 et E6, et le 1 ^{er} juillet 2018 pour l'exigence E2.)	

G. Références

Les documents suivants contiennent des informations techniques dont la portée est plus large que celle de la présente norme relativement à la fonctionnalité, à la modélisation et aux essais des systèmes d'excitation.

1. IEEE 421.1 Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines
2. IEEE 421.2 Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems
3. IEEE 421.5 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies
4. K. Clark, R.A. Walling, N.W. Miller, "Solar Photovoltaic (PV) Plant Models in PSLF," IEEE/PES General Meeting, Detroit, MI, July 2011
5. M. Asmine, J. Brochu, J. Fortmann, R. Gagnon, Y. Kazachkov, C.-E. Langlois, C. Larose, E. Muljadi, J. MacDowell, P. Pourbeik, S. A. Seman, and K. Wiens, "Model Validation for Wind Turbine Generator Models", IEEE Transactions on Power System, Volume 26, Issue 3, August 2011
6. A. Ellis, E. Muljadi, J. Sanchez-Gasca, Y. Kazachkov, "Generic Models for Simulation of Wind Power Plants in Bulk System Planning Studies," IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24-28
7. N.W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, K. Clark, J.M. MacDowell, "Dynamic Modeling of GE Wind Plants for Stability Simulations," IEEE PES General Meeting 2011, Detroit, MI, July 24-28
8. A. Ellis, Y. Kazachkov, E. Muljadi, P. Pourbeik, J.J. Sanchez-Gasca, Working Group Joint Report – WECC Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation & IEEE Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation, "Description and Technical Specifications for Generic WTG Models – A Status Report," Proc. IEEE PES 2011 Power Systems Conference and Exposition (PSCE), March 2011, Phoenix, AZ
9. K. Clark, N.W. Miller, R.A. Walling, "Modeling of GE Solar Photovoltaic (PV) Plants for Grid Studies," version 1.1, April 2010
10. K. Clark, N.W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies," version 4.5, April 16, 2010, Available from GE Energy
11. R.J. Piwko, N.W. Miller, J.M. MacDowell, "Field Testing & Model Validation of Wind Plants," in Proc. IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, PA, July 2008
12. N. Miller, K. Clark, J. MacDowell and W. Barton, "Experience with Field and Factory Testing for Model Validation of GE Wind Plants," in Proc. Eur. Wind Energy Conf. Exhib., Brussels, Belgium, March/April 2008
13. IEEE Task Force on Generator Model Validation Testing of the Power System Stability Subcommittee, "Guidelines for Generator Stability Model Validation Testing," IEEE PES General Meeting 2007, paper 07GM1307
14. W.W. Price and J. J. Sanchez-Gasca, "Simplified Wind Turbine Generator Aerodynamic Models for Transient Stability Studies," in PROC IEEE PES 2006 Power Systems Conf. Expo. (PSCE), Atlanta, GA, October 1, 2006, p. 986-992

Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

15. J.J. Sanchez-Gasca, R.J. Piwko, N. W. Miller, W. W. Price, "On the Integration of Wind Power Plants in Large Power Systems," Proc. X Symposium of Specialists in Electric and Expansion Planning (SEPOPE), Florianopolis, Brazil, May 2006
16. N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, R. W. Delmerico, "Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 MW Wind Turbine-Generators for Stability Simulations," Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Toronto, Ontario, July 2003
17. P. Pourbeik, C. Pink and R. Bisbee, "Power Plant Model Validation for Achieving Reliability Standard Requirements Based on Recorded On-Line Disturbance Data", Proceedings of the IEEE PSCE, March, 2011

MOD-026 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
1	Établissement de la date de la vérification initiale pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date d'entrée en vigueur ou plus tôt. La rangée 4 s'applique lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans. Voir les dates d'entrée en vigueur à la section A5.
2	Vérification subséquente pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date du dixième anniversaire de la dernière transmission ou plus tôt (selon la note 1).
3	Vérification initiale pour un nouveau groupe visé, ou pour un groupe visé existant en cas d'installation d'un nouveau système d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la date de mise en service.
4	Un groupe visé existant qui est équivalent à d'autres groupes situés au même emplacement physique. ET Chaque groupe visé a la même puissance nominale en MVA. ET La puissance nominale est ≤ 350 MVA. ET Chaque groupe visé a les mêmes composants et les mêmes réglages. ET Le modèle d'un de ces groupes visés équivalents a été vérifié. (Exigence E2)	Décrire la situation dans un document et joindre au modèle vérifié, la documentation et les données fournies au <i>planificateur de réseau de transport</i> pour le groupe équivalent vérifié. Vérifier un groupe équivalent différent à chaque période de vérification de 10 ans. S'applique à la rangée 1 lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans.

MOD-026 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
5	<p>Le propriétaire d'installation de production a transmis un programme de vérification. (Exigence E3, E4 ou E5)</p>	<p>Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la soumission du programme de vérification.</p>
6	<p>Un nouveau groupe visé ou existant n'inclut pas une fonction de régulation de tension en boucle fermée ou une fonction de contrôle de la puissance réactive. (Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est rencontrée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet. Effectuer la vérification selon la périodicité prescrite à la rangée 3 s'appliquant à un nouveau groupe de production (ou à un nouvel équipement) seulement si une régulation en boucle fermée active est utilisée. Voir la note 1 (section A.3) pour des éclaircissements sur ce qui constitue une fonction en boucle fermée active pour des machines synchrones classiques (référence note de bas de page 1a) et pour des centrales de production combinées (référence note de bas de page 1b).</p>
7	<p>Un groupe visé existant a un facteur de capacité net moyen courant, au cours des trois dernières années civiles (du 1^{er} janvier au 31 décembre), de 5 % ou moins. (Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet. À la fin du cycle de 10 ans, le facteur de capacité net moyen courant sur trois ans (années 8, 9 et 10) peut être examiné pour déterminer si l'exemption liée au facteur de capacité peut être invoquée pour le cycle de 10 ans suivant. Si cette exemption ne s'applique pas, il faut alors vérifier le modèle dans un délai de 365 jours civils après la date d'expiration de l'exemption liée au facteur de capacité. Le facteur de capacité net est défini à l'annexe F du document <i>GADS Data Reporting Instructions</i>, consultable sur le site Web de la NERC.</p>

MOD-026 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
<p>NOTES :</p> <p>NOTE 1 : Établissement de la date de début du cycle de vérification récurrent de dix ans : La date de début est celle à laquelle le modèle vérifié a effectivement été transmis au <i>planificateur de réseau de transport</i> pour la vérification de groupe la plus récente.</p> <p>NOTE 2 : Prise en compte d'une conformité antérieure : Une vérification existante de modèle des systèmes d'excitation ou des fonctions de la commande volt/var de centrale est suffisante pour établir la conformité pour une période de 10 ans à compter de la date de transmission effective, si l'un ou l'autre des cas suivants s'applique :</p> <ul style="list-style-type: none">• Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux politiques, directives ou critères régionaux pertinents au moment de la vérification du modèle.• Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux exigences de cette norme.		

Norme MOD-026-1 — Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

Annexe QC-MOD-026-1

Dispositions particulières de la norme MOD-026-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Vérification des modèles et des données pour les systèmes d'excitation de groupe de production ou les fonctions de commande volt/var de centrale

2. **Numéro :** MOD-026-1

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

4.1. **Entités fonctionnelles**

Aucune disposition particulière

4.2. **Installations**

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les installations qui font partie du *réseau de transport principal* (RTP) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

4.2.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.1 Aucune disposition particulière

4.2.1.2 Toute centrale de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

4.2.2 Aucune disposition particulière

4.2.3 Aucune disposition particulière

4.2.4 Tout *installation* du *réseau de transport principal* (RTP) techniquement justifiée¹ qui n'est pas incluse dans les sections d'applicabilité 4.2.1, 4.2.2 et 4.2.3 ci-dessus et qui est requise par le *planificateur de réseau de transport*.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

¹ La justification technique est effectuée par le *planificateur de réseau de transport* démontrant que la réponse simulée du groupe ou de la centrale ne correspond pas à la réponse mesurée du groupe ou de la centrale.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable ~~de la surveillance de l'application des normes~~ des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

MOD-026-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	le xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

- 1. Titre :** Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance
- 2. Numéro :** MOD-027-1
- 3. Objet :** Vérifier si le modèle de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance¹ et si les paramètres de ce modèle, utilisés dans les simulations dynamiques, représentent fidèlement la réponse des systèmes de régulation de la puissance des groupes de production aux variations de fréquence du réseau, dans le cadre de l'évaluation de la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES).
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1. Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1.** *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.2.** *Planificateur de réseau de transport*
 - 4.2. Installations :**

Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les *installations* qui sont raccordées directement au *système de production-transport d'électricité* (BES) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :

- 4.2.1** Production située dans l'*Interconnexion* de l'Est ou l'*Interconnexion* du Québec ayant les caractéristiques suivantes :
 - 4.2.1.1** Tout groupe individuel de production de plus de 100 MVA (puissance nominale brute).
 - 4.2.1.2** Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).
- 4.2.2** Production située dans l'*Interconnexion* de l'Ouest ayant les caractéristiques suivantes :
 - 4.2.2.1** Tout groupe individuel de production de plus de 75 MVA (puissance nominale brute).
 - 4.2.2.2** Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

¹ Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance :

- a. Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge s'appliquent dans le cas d'une machine synchrone conventionnelle.
- b. L'asservissement en fréquence-puissance s'applique aux groupes de production raccordés avec un onduleur (souvent présents dans des centrales à production variable).

4.2.3 Production située dans l'*Interconnexion* ERCOT ayant les caractéristiques suivantes :

4.2.3.1 Tout groupe individuel de production de plus de 50 MVA (puissance nominale brute).

4.2.3.2 Toute centrale de production individuelle constituée de plusieurs groupes de production raccordés directement à un jeu de barres commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1.** Pour les exigences E1 et E3 à E5, le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.2.** Pour l'exigence E2, 30 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.3.** Pour l'exigence E2, 50 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir six ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.
- 5.4.** Pour l'exigence E2, 100 % de la puissance nominale brute pertinente en MVA des groupes visés de l'entité dans chaque *Interconnexion*, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après l'approbation réglementaire appropriée, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique. Dans les juridictions où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme prendra effet le premier jour du premier trimestre civil à survenir 10 ans après la date de son approbation par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité électrique.

B. Exigences

- E1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir l'information demandée ci-dessous au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils suivant la réception d'une demande écrite : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- des consignes sur comment obtenir la liste des modèles de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* aux fins d'utilisation dans les simulations dynamiques ;
 - des consignes sur comment obtenir la librairie des diagrammes-blocs des modèles dynamiques pour les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance et/ou les caractéristiques des modèles qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* ; ou
 - des données de modélisation de système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance spécifique à un groupe visé existant du *propriétaire d'installation de production*, pour tout système présent dans la base de données dynamique du *planificateur de réseau de transport* pour les modèles courants (en usage), incluant le MVA des groupes de production.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir, pour chaque groupe visé, un modèle vérifié des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance, incluant la documentation et les données (telles que spécifiées à la partie 2.1) à son *planificateur de réseau de transport*, selon la périodicité spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-027. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1.** Le modèle de chaque groupe visé doit être vérifié par le *propriétaire d'installation de production* au moyen d'un ou de plusieurs modèles jugés acceptables par le *planificateur de réseau de transport*. La vérification pour les groupes individuels de moins de 20 MVA (puissance nominale brute) d'une centrale de production (voir les alinéas 4.2.1.2, 4.2.2.2 ou 4.2.3.2) peut être effectuée avec un modèle des groupes individuels ou un modèle des groupes combinés, ou les deux. Pour chaque vérification, l'information fournie doit inclure les éléments suivants :
- 2.1.1.** une documentation qui compare la réponse en puissance (MW) du modèle du groupe visé à la réponse enregistrée pour :
- une excursion en fréquence d'une perturbation sur le réseau qui répond à la note 1 de l'annexe 1 de MOD-027 avec le groupe visé en réseau; ou
 - un changement de consigne du régulateur de vitesse avec le groupe visé en réseau ; ou
 - un essai de délestage partiel de la charge².

² Les différences entre le modèle vérifié des systèmes et le modèle de simulation final doivent être identifiées, particulièrement lorsqu'on analyse des données de délestage de charge. La plupart des systèmes changent le gain ou ont un retour à la vitesse synchrone qui prend effet lors du déclenchement du disjoncteur. Le contrôle de la charge ou les valeurs de seuil ne seront pas actifs une fois le disjoncteur ouvert. Il faut présenter une méthode permettant de tenir compte de ces différences si le modèle final n'est pas validé à partir de données réelles dans les conditions normales d'exploitation auxquelles le modèle est censé s'appliquer.

- 2.1.2. le type de système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance³ ;
- 2.1.3. la description de la turbine (turbine hydraulique de type : Kaplan, Francis ou Pelton ; turbine à vapeur de type : chaudière à vapeur, combustible normal, turbine ; turbine à gaz : type et fabricant ; turbine de centrale à production variable : type et fabricant) ;
- 2.1.4. la structure du modèle et les données pour les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ; et
- 2.1.5. la représentation des effets sur la réponse en puissance des boucles de contrôle externes (par exemple la valeur de consigne donnée par l'opérateur ou un contrôle de la charge à l'exclusion du *réglage automatique de la production* (AGC)) qui auraient préséance sur la réponse du régulateur de vitesse (incluant le cas d'un régulateur bloqué ou inopérant ou des modes de fonctionnement qui limitent la *réponse en fréquence*), si applicable.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse écrite à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 90 jours civils après avoir reçu l'une des communications suivantes pour un groupe visé :

- un avis écrit de la part de son *planificateur de réseau de transport* (conformément à l'exigence E5) indiquant que le modèle du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance n'est pas utilisable ;
- des commentaires écrits de la part de son *planificateur de réseau de transport* identifiant des lacunes techniques dans la documentation de vérification du modèle du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ; ou
- des commentaires écrits avec pièces justificatives à l'appui de la part de son *planificateur de réseau de transport* indiquant que la réponse simulée du modèle du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ne se rapproche pas de la réponse enregistrée lors d'au moins trois événements sur le réseau de transport.

La réponse écrite doit contenir, soit la justification technique du maintien du modèle courant, soit les changements au modèle, soit un programme de vérification du modèle⁴ (conformément à l'exigence E2). [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

³ Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance :

- a. Les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge s'appliquent à la production classique par machines synchrones.
- b. Les systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en fréquence-puissance s'applique à des groupes de production raccordés par onduleur (souvent présents dans des centrales à production variable).

⁴ Si une vérification est effectuée, la période de dix ans spécifiée à l'annexe 1 de la norme MOD-027 recommence.

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir des données révisées de modèle ou un programme de vérification du modèle⁵ (conformément à l'exigence E2) pour un groupe visé à son *planificateur de réseau de transport* dans un délai de 180 jours civils après avoir apporté des changements au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance, qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement⁶. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- E5.** Chaque *planificateur de réseau de transport* doit fournir une réponse écrite au *propriétaire d'installation de production* dans un délai de 90 jours civils de la réception de l'information sur la vérification de modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance, conformément à l'exigence E2, indiquant que le modèle est utilisable (satisfait les critères spécifiés aux parties 5.1 à 5.3) ou n'est pas utilisable.
- 5.1.** le modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance permet l'initialisation sans erreur ;
- 5.2.** une simulation sans perturbation produit des transitoires négligeables ; et
- 5.3.** dans le cas d'une simulation par ailleurs stable, une simulation de perturbation donne lieu à un amortissement positif par le modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance.

Si le modèle n'est pas utilisable, le *planificateur de réseau de transport* doit fournir une justification de sa décision en fournissant une description technique du pourquoi le modèle n'est pas utilisable. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

C. Mesures

- M1.** Le *planificateur de réseau de transport* doit avoir et fournir la demande datée de consignes ou de données, les consignes ou données transmises et une pièce justificative datée de leur transmission par écrit (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni sa réponse dans le délai de 90 jours civils conformément à l'exigence E1.
- M2.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir et fournir une pièce justificative datée attestant qu'il a vérifié le modèle des systèmes de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance en accord avec la partie 2.1 pour chaque groupe visé, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle, la documentation et les données à son *planificateur de réseau de transport* conformément à l'exigence E2.

⁵ Même commentaire.

⁶ Remplacement ou modification des systèmes (incluant des modifications logicielles ou un ajout ou remplacement de système de commande numérique des installations) ; modifications logicielles du système de commande numérique des installations qui modifient le statisme, la zone morte ou la réponse en fréquence ; changement de mode de réglage en fréquence (passage d'une commande par statisme à une commande à puissance constante (MW), etc.).

- M3.** Les pièces justificatives pour l'exigence E3 doivent comprendre la réponse écrite datée du *propriétaire d'installation de production* contenant l'information identifiée à l'exigence E3, ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) de cette réponse.
- M4.** Les pièces justificatives pour l'exigence E4 doivent comprendre, pour chacun des groupes visés du *propriétaire d'installation de production* pour lesquels des changements du système spécifiés à l'exigence E4 ont été effectués, une copie datée des données révisées des modèles ou du programme de vérification du modèle ainsi qu'une pièce justificative datée (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant qu'il a fourni le modèle et les données révisées ou les programmes dans un délai de 180 jours civils après avoir effectué les changements.
- M5.** Les pièces justificatives pour l'exigence E5 doivent comprendre, pour chaque modèle reçu, la réponse datée indiquant que le modèle était utilisable ou non selon les critères des parties 5.1 à 5.3, et dans le cas d'un modèle non utilisable, une description technique ; ainsi qu'une pièce justificative datée de transmission (courriel, reçu postal, confirmation de télécopie, etc.) attestant que le *propriétaire d'installation de production* a été avisé dans un délai de 90 jours civils, suivant la réception de l'information sur le modèle conformément à l'exigence E5.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable ~~de la surveillance de l'application des normes~~ des mesures pour assurer la conformité

L'*entité régionale* doit jouer le rôle de ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'ERO, à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre organisme gouvernemental pertinent.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *planificateur de réseau de transport* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Le *planificateur de réseau de transport* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E1 et E5, mesures M1 et M5, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver une pièce justificative de la plus récente vérification de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence relativement à l'exigence E2, mesure M2.
- Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la demande d'information ou de données et la pièce justificative de la réponse fournie, relativement aux exigences E3 à E4, et mesures M3 à M4, pendant trois années civiles à compter de la date où le document a été fourni.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *planificateur de réseau de transport* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués ou approuvés, ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n'a pas fourni les consignes et les données au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après en avoir reçu la demande écrite.</p>
E2	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après le délai prescrit à l'annexe 1 de la norme MOD-027, mais avec un retard d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant une des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027, avec un retard de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant deux des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> après la période de temps prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027, avec un retard de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant trois des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni son ou ses modèles vérifiés, incluant la documentation et les données pertinentes, à son <i>planificateur de réseau de transport</i> avec un retard de plus de 270 jours civils par rapport à la périodicité prescrite à l'annexe 1 de la norme MOD-027.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas utilisé un ou des modèles jugés acceptables par le <i>planificateur de réseau de transport</i> tel que décrit à la partie 2.1 de l'exigence E2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni au <i>planificateur de réseau de transport</i> ses modèles vérifiés, mais en omettant au moins quatre des cinq parties 2.1.1 à 2.1.5 de l'exigence E2.</p>

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E3	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni une réponse écrite dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni une réponse écrite dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu une demande écrite.</p> <p>OU</p> <p>La réponse du propriétaire d'installation de production ne comportait ni la justification technique du maintien du modèle existant, ni la liste des changements à apporter au modèle, ni un programme de vérification du modèle.</p>
E4	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 180 jours civils, mais d'au plus 210 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 210 jours civils, mais d'au plus 240 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de plus de 240 jours civils, mais d'au plus 270 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni des données de modélisation révisées ou un programme de vérification du modèle dans un délai de 270 jours civils après avoir apporté au système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance des changements qui modifient la réponse caractéristique de l'équipement.</p>

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

E#	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E5	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d'installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 90 jours civils, mais d'au plus 120 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d'installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 120 jours civils, mais d'au plus 150 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> a fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d'installation de production</i> pour lui indiquer si le modèle est utilisable ou non (avec une description technique si le modèle n'est pas utilisable), dans un délai de plus de 150 jours civils, mais d'au plus 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.</p>	<p>Le <i>planificateur de réseau de transport</i> n'a pas fourni une réponse écrite au <i>propriétaire d'installation de production</i> dans un délai de 180 jours civils après avoir reçu l'information sur le modèle vérifié.</p> <p>OU</p> <p>La réponse écrite du <i>planificateur de réseau de transport</i> ne comportait pas de confirmation pour un des critères spécifiés du modèle listés dans les parties de 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.</p>

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-027-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2014 pour les exigences E1, E3, E4 et E5, et le 1 ^{er} juillet 2018 pour l'exigence E2.)	

G. Références

Les documents suivants contiennent des informations techniques dont la portée est plus large que celle de la présente norme relativement à la fonctionnalité, à la modélisation et aux essais des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence.

1. IEEE Task Force on Generator Model Validation Testing of the Power System Stability Subcommittee, "Guidelines for Generator Stability Model Validation Testing," IEEE PES General Meeting 2007, paper 07GM1307
2. L. Pereira "New Thermal Governor Model Development: Its Impact on Operation and Planning Studies on the Western Interconnection" IEEE POWER AND ENERGY MAGAZINE, MAY/JUNE 2005
3. D.M. Cabbell, S. Rueckert, B.A. Tuck, and M.C. Willis, "The New Thermal Governor Model Used in Operating and Planning Studies in WECC," in Proc. IEEE PES General Meeting, Denver, CO, 2004
4. S. Patterson, "Importance of Hydro Generation Response Resulting from the New Thermal Modeling-and Required Hydro Modeling Improvements," in Proc. IEEE PES General Meeting, Denver, CO, 2004
5. L. Pereira, D. Kosterev, D. Davies, and S. Patterson, "New Thermal Governor Model Selection and Validation in the WECC," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no 1, pp. 517-523, February 2004
6. L. Pereira, J. Undrill, D. Kosterev, D. Davies, and S. Patterson, "A New Thermal Governor Modeling Approach in the WECC," IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 2, pp. 819-829, May 2003
7. P. Pourbeik, C. Pink and R. Bisbee, "Power Plant Model Validation for Achieving Reliability Standard Requirements Based on Recorded On-Line Disturbance Data", Proceedings of the IEEE PSCE, March, 2011

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

MOD-027 – Annexe 1		
Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence		
N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
1	Établissement de la date de la vérification initiale pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date d'entrée en vigueur ou plus tôt. La rangée 5 s'applique lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans. Voir les dates d'entrée en vigueur à la section A5.
2	Vérification subséquente pour un groupe visé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> à la date du dixième anniversaire de la dernière transmission ou plus tôt (selon la note 2).
3	Un groupe visé n'est pas soumis à une excursion de fréquence selon la note 1 à la date requise permettant de respecter les délais prescrits par ailleurs aux rangées 1, 2, 4 ou 6. (Cette rangée s'applique seulement si une excursion de fréquence causée par une perturbation du réseau selon la note 1 est choisie pour la méthode de vérification et que la capacité d'enregistrement de la réponse en puissance du groupe visé à une excursion de fréquence est installée et présumée disponible.) (Exigence E2)	L'exigence E2 est rencontrée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet. Par la suite, transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai d'au plus 365 jours civils après qu'une excursion de fréquence telle que spécifiée à la note 1 s'est produite et que l'appareillage de mesure a enregistré la réponse en puissance du groupe visé comme prévu.
4	Vérification initiale pour un nouveau groupe visé, ou pour un groupe visé existant avec un nouveau système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance installé. (Exigence E2)	Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la date de mise en service.
5	Un groupe visé existant est équivalent à d'autres groupes situés au même emplacement physique.	Décrire la situation dans un document et joindre au modèle vérifié, la documentation et les données fournies au <i>planificateur de réseau de</i>

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

MOD-027 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
	<p>ET Chaque groupe visé a la même puissance nominale en MVA.</p> <p>ET La puissance nominale est ≤ 350 MVA.</p> <p>ET Chaque groupe visé a les mêmes composants et les mêmes réglages.</p> <p>ET Le modèle d'un de ces groupes visés équivalents a été vérifié. (Exigence E2)</p>	<p><i>transport</i> pour le groupe équivalent vérifié.</p> <p>Vérifier un groupe équivalent différent à chaque période de vérification de 10 ans.</p> <p>S'applique à la rangée 1 lorsqu'on calcule la conformité d'un parc de production pendant la période de mise en œuvre de 10 ans.</p>
6	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a transmis un programme de vérification. (Exigence E2)</p>	<p>Transmettre le modèle vérifié, la documentation et les données au <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 365 jours civils après la soumission du programme de vérification.</p>

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

MOD-027 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
7	<p>Le groupe visé ne réagit pas aux excursions de fréquence, sous-fréquence et sur fréquence. (Le groupe visé n'opère pas dans un mode de réglage de fréquence, sauf en conditions normales de démarrage ou d'arrêt, ce qui entraînerait une réponse du système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance.) ;</p> <p>OU</p> <p>Le groupe visé n'est pas équipé d'un système de contrôle de la fréquence ou ce système de contrôle ne peut être désactivé.</p> <p>(Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet.</p> <p>Effectuer la vérification selon la périodicité prescrite à la rangée 4 pour un nouveau groupe de production (ou à un nouvel équipement) seulement si un mode de fonctionnement du contrôle sensible est établi lorsque connecté et en opération.</p>
8	<p>Un groupe visé existant a un facteur de capacité net moyen courant, au cours des trois dernières années civiles (du 1^{er} janvier au 31 décembre), de 5 % ou moins.</p> <p>(Exigence E2)</p>	<p>L'exigence E2 est respectée avec l'envoi au <i>planificateur de réseau de transport</i> d'une déclaration écrite à cet effet.</p> <p>À la fin du cycle de 10 ans, le facteur de capacité net moyen courant sur trois ans (années 8, 9 et 10) peut être examiné pour déterminer si l'exemption liée au facteur de capacité peut être invoquée pour le cycle de 10 ans suivant. Si cette exemption ne s'applique pas, il faut alors vérifier le modèle dans un délai de 365 jours civils après la date d'expiration de l'exemption liée au facteur de capacité.</p> <p>Le facteur de capacité net est défini à l'annexe F du document <i>GADS Data Reporting Instructions</i>, consultable sur le site Web de la NERC.</p>

MOD-027 – Annexe 1

Périodicité des vérifications de modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence

N° de rangée	Condition de vérification	Action requise
<p>NOTES :</p> <p>NOTE 1 : Critère d'excursion de fréquence pour la vérification du modèle :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Déviation $\geq 0,05$ Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'<i>Interconnexion de l'Est</i> avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence. • Déviation $\geq 0,10$ Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'<i>Interconnexion ERCOT</i> et l'<i>Interconnexion de l'Ouest</i> avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence. • Déviation $\geq 0,15$ Hz (nadir) par rapport à la fréquence programmée pour l'<i>Interconnexion du Québec</i> avec l'équipement visé fonctionnant dans un mode sensible à la fréquence. <p>NOTE 2 : Établissement de la date de début du cycle de vérification récurrent de dix ans :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La date de début est celle à laquelle le modèle vérifié a effectivement été transmis au planificateur de réseau de transport pour la vérification de groupe la plus récente. <p>NOTE 3 : Prise en compte d'un état initial de conformité :</p> <p>Une vérification existante de modèle de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance est suffisante pour établir la conformité pour une période de dix ans à compter de la date de transmission effective, dans l'un ou l'autre des cas suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux politiques, consignes ou critères régionaux pertinents au moment de la vérification du modèle. • Le <i>propriétaire d'installation de production</i> dispose déjà d'un modèle vérifié qui est conforme aux exigences de cette norme. 		

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

Annexe QC-MOD-027-1

Dispositions particulières de la norme MOD-027-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Vérification des modèles et des données sur les turbines et des régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance
2. **Numéro :** MOD-027-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
Dans le contexte des exigences contenues dans la présente norme, les installations qui font partie du *réseau de transport principal* (RTP) seront désignées par l'expression « groupe visé » si elles répondent aux critères suivants :
 - 4.2.1 Aucune disposition particulière
 - 4.2.1.1 Aucune disposition particulière
 - 4.2.1.2 Toute centrale de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ayant une production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).
 - 4.2.2 Aucune disposition particulière
 - 4.2.3 Aucune disposition particulière
 - 4.2.4 Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

Norme MOD-027-1 — Vérification des modèles et des données sur les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance

Annexe QC-MOD-027-1

Dispositions particulières de la norme MOD-027-1 applicables au Québec

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable ~~de la surveillance de l'application des normes~~ des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

MOD-027-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	le xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Méthodologie par chemin de transport spécifique
2. **Numéro :** MOD-029-1a
3. **Objet :** Pour accroître la cohérence et la fiabilité dans le développement et la documentation des calculs de *capacité de transfert* pour l'utilisation à court terme qui sont effectués par les entités utilisant la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour appuyer l'analyse et l'exploitation du réseau.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. Chaque *exploitant de réseau de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour calculer la *capacité totale de transfert* (TTC) pour les *chemins ATC*.
 - 4.2. Chaque *fournisseur de service de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour calculer la *capacité de transfert disponible* (ATC) pour les *chemins ATC*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** Immédiatement après l'obtention des approbations réglementaires applicables.

B. Exigences

- E1. Lors du calcul des TTC pour les *chemins ATC*, l'*exploitant de réseau de transport* doit utiliser un modèle de *transport* qui contient tous les éléments suivants : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
 - E1.1. Le modèle utilise des données et des hypothèses qui concordent avec la période de temps étudiée et qui répondent aux critères suivants :
 - E1.1.1. comprends au moins :
 - E1.1.1.1. la *zone* de l'*exploitant de réseau de transport*. Une représentation équivalente des lignes radiales et des installations à 161 kV ou moins est permise ;
 - E1.1.1.2. toutes les *zones* des *exploitants de réseau de transport* contigües à sa propre *zone* de l'*exploitant de réseau de transport* (une représentation équivalente est permise) ;
 - E1.1.1.3. toute *zone* de l'*exploitant de réseau de transport* reliée à la *zone* de l'*exploitant de réseau de transport* par une entente d'exploitation commune (une représentation équivalente est permise).
 - E1.1.2. modélise tous les *éléments* du réseau en service pour les conditions initiales supposées ;
 - E1.1.3. modélise toute la production (peut être un seul groupe de production ou de multiples groupes de production) d'une puissance supérieure à 20 MVA au point d'interconnexion de la zone étudiée ;
 - E1.1.4. modélise les déphaseurs en mode non régulé, sauf indications contraires dans le *document de mise en œuvre de la capacité de transfert disponible* (ATCID) ;

- E1.1.5.** utilise les prévisions de *charge* du *responsable de l'équilibrage* ;
 - E1.1.6.** utilise les ajouts et retraits définitifs d'*installations de transport* ;
 - E1.1.7.** utilise les ajouts et retraits définitifs d'*installations de production* ;
 - E1.1.8.** utilise les modèles des *automatismes de réseau* (SPS) existants ou projetés pour être mise en œuvre dans l'horizon de temps étudié ;
 - E1.1.9.** modélise la compensation série pour chaque ligne au niveau d'exploitation prévu, sauf indications contraires dans l'ATCID ;
 - E1.1.10.** inclut toute autre exigence de modélisation ou tout autre critère spécifié dans l'ATCID ;
- E1.2.** Utilise les *caractéristiques assignées* d'une *installation* comme fournies par le *propriétaire de réseau de transport* et le *propriétaire d'installation de production*.
- E2.** L'*exploitant de réseau de transport* doit utiliser le processus suivant pour déterminer la TTC :
[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]
- E2.1.** Sauf indications contraires spécifiées dans la norme MOD-029-1, ajuster les niveaux de production et de *charge* de référence dans le modèle d'écoulement de puissance à jour pour déterminer la TTC (transit maximal ou limite de fiabilité) qui peut être simulée sur le *chemin ATC* tout en répondant à toutes les contingences suivantes des critères de planification :
 - E2.1.1.** lors de la modélisation des conditions normales, les *éléments de transport* seront modélisés à une valeur inférieure ou égale à 100 % de leurs caractéristiques nominales continues ;
 - E2.1.2.** lors de la modélisation des contingences, le réseau doit demeurer stable en régime transitoire, en régime dynamique et en tension, sans qu'aucun *élément de transport* dans le modèle ne dépasse ses *caractéristiques assignées en situation d'urgence* ;
 - E2.1.3.** une séparation incontrôlée ne doit pas survenir.
 - E2.2.** Là où il n'est pas possible de simuler un transit limité par la fiabilité dans un sens contraire aux transits dominants (sur une *ligne de transport* à courant alternatif), régler la TTC du sens non dominant à une valeur égale à la TTC du sens dominant. Si la TTC du sens de transit dominant est dépendante d'un *automatisme de réseau* (SPS), régler la TTC du sens non dominant à la plus grande des valeurs entre le transit maximal qui peut être simulé dans le sens non dominant ou la TTC maximale que l'on peut atteindre dans le sens de transit dominant sans l'utilisation d'un SPS.
 - E2.3.** Pour un *chemin ATC* dont la capacité est limitée par contrat, régler la TTC du *chemin ATC* à la plus petite valeur entre la capacité contractuelle maximale admissible ou limite de fiabilité comme déterminé à l'exigence E2.1.
 - E2.4.** Pour un *chemin ATC* dont la TTC varie à la suite de l'interaction simultanée avec un ou plusieurs autres chemins, développer un abaque décrivant l'interaction entre les chemins et la TTC résultante sous des conditions spécifique.

- E2.5.** L'exploitant de réseau de transport doit déterminer quand la TTC d'un chemin ATC à l'étude a un impact nuisible sur la TTC d'un chemin existant. Il le fait en modélisant simultanément le transit sur le chemin à l'étude à son nouveau niveau de TTC proposé et le transit sur le chemin existant à son niveau de TTC tout en respectant les critères de fiabilité précisés à l'exigence E2.1. L'exploitant de réseau de transport doit inclure la correction de cet impact négatif dans son rapport d'étude pour le chemin ATC.
- E2.6.** Là où des droits de transport sur un chemin ATC sont partagés, affecter la TTC de ce chemin ATC conformément à l'entente contractuelle rédigée par les multiples propriétaires de ce chemin ATC.
- E2.7.** Pour les chemins ATC dont les caractéristiques des chemins, ajustées en fonction des variations saisonnières, ont été établies, connues et utilisées en exploitation depuis le 1^{er} janvier 1994, et qu'aucune action n'a été prise pour avoir les caractéristiques nominales du chemin en utilisant une méthode différente, régler la TTC à cette valeur établie antérieurement.
- E2.8.** Produire un rapport d'étude qui décrit les étapes ci-dessus qui ont été prises (E2.1 à E2.7), incluant les contingences et les hypothèses utilisées, pour déterminer la TTC et les résultats de l'étude. Là où l'amortissement à la suite d'un défaut triphasé est utilisé pour déterminer des limites de stabilité, ce rapport doit aussi identifier le pourcentage utilisé et inclure la justification de cette utilisation, sauf indication contraire dans l'ATCID.
- E3.** Chaque exploitant de réseau de transport doit établir la TTC à la valeur la plus faible entre celle calculée à l'exigence E2 ou toute limite d'exploitation du réseau (SOL) pour ce chemin ATC. [Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]
- E4.** À l'intérieur de sept jours civils de la production du rapport d'étude final, l'exploitant de réseau de transport doit rendre disponible au fournisseur de service de transport du chemin ATC, la valeur la plus récente de la TTC et le rapport d'étude sur la TTC documentant les hypothèses utilisées et les étapes prises pour la détermination de la valeur de la TTC en application pour ce chemin ATC. [Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]
- E5.** Lors du calcul des ETC relatifs aux engagements de transport en vigueur fermes (ETC_F) pour une période donnée d'un chemin ATC, le fournisseur de service de transport doit utiliser l'algorithme suivant : [Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

$$ETC_F = NL_F + NITS_F + GF_F + PTP_F + ROR_F + OS_F$$

Où :

NL_F est la capacité ferme mise de côté pour desservir les engagements relatifs à la charge locale de pointe prévue pour la période de temps faisant l'objet du calcul, pour inclure les pertes et la croissance de la charge locale, qui ne seraient pas déjà incluses dans la marge de fiabilité de transport ou la marge de partage de capacité ;

NITS_F est la capacité ferme réservée pour le service de transport en réseau intégré desservant la charge, pour inclure les pertes et la croissance de la charge, qui ne seraient pas déjà incluses dans la marge de fiabilité de transport ou la marge de partage de capacité ;

GF_F est la capacité ferme mise de côté pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie et/ou de *services de transport*, s'ils ont été exécutés avant la date d'entrée en vigueur des *Tarifs et conditions des services de transport* ou « des tarifs sans risques » d'un *fournisseur de service de transport* ;

PTP_F est la capacité ferme réservée pour le *service de transport de point à point* confirmé ;

ROR_F est la capacité ferme réservée pour les droits de reconduction relatifs aux contrats de *service de transport* qui accordent aux *clients d'un service de transport* le droit de premier refus pour ce qui est de continuer ou non à bénéficier du *service de transport* quand le contrat de *service de transport* d'un *client d'un service de transport* arrive à terme ou est éligible à un renouvellement ;

OS_F est la capacité ferme réservée pour tout autre service(s), contrat(s) ou entente(s) non précisés ci-dessus et qui utilise le *service de transport* ferme comme spécifié dans l'ATCID.

- E6.** Lors du calcul des ETC relatifs aux *engagements de transport en vigueur* non fermes (ETC_{NF}) pour tous les horizons temporels pour un *chemin ATC*, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

$$ETC_{NF} = NITS_{NF} + GF_{NF} + PTP_{NF} + OS_{NF}$$

Où :

NITS_{NF} est la capacité non ferme mise de coté pour le *service de transport en réseau intégré* desservant la charge (c.-à-d. le service secondaire), pour inclure les pertes et la croissance de la charge qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité* ;

GF_{NF} est la capacité non ferme mise de côté pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie et/ou de *services de transport*, s'ils ont été exécutés avant la date d'entrée en vigueur des *Tarifs et conditions des services de transport* ou « des tarifs sans risques » d'un *fournisseur de service de transport* ;

PTP_{NF} est la capacité non ferme réservée pour le *service de transport de point à point* confirmé ;

OS_{NF} est la capacité non ferme réservée pour tout autre service(s), contrat(s) ou entente(s) non précisés ci-dessus et qui utilise le service de transport non ferme comme spécifié dans l'ATCID.

- E7.** Lors du calcul des ATC fermes d'un *chemin ATC* pour une période donnée, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : Planification de l'exploitation*]

$$ATC_F = TTC - ETC_F - CBM - TRM + \text{capacités réoffertes}_F + \text{écoulements inverses}_F$$

Où :

ATC_F est la *capacité de transfert disponible* ferme du *chemin ATC* pour cette période ;

TTC est la *capacité totale de transfert* du *chemin ATC* pour cette période ;

ETC_F est la somme des *engagements de transport fermes en vigueur* pour le *chemin ATC* pour cette période ;

CBM est la *marge de partage de capacité* du *chemin ATC* pour cette période ;

TRM est la *marge de fiabilité de transport* du *chemin ATC* pour cette période ;

capacités réoffertes_F correspond à toute variation de la *capacité de transfert disponible* ferme due à un changement dans l'utilisation du *service de transport* pour cette période, comme défini dans les *pratiques commerciales* ;

écoulements inverses_F correspond aux ajustements de la *capacité de transfert disponible* ferme comme déterminé par le *fournisseur de service de transport* et spécifié dans leur ATCID.

E8. Pour calculer les ATC non fermes d'un *chemin ATC* pour une période donnée, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon de temps : Planification de l'exploitation*]

$$ATC_{NF} = TTC - ETC_F - ETC_{NF} - CBM_S - TRM_U + \text{capacités réoffertes}_{NF} + \text{écoulements inverses}_{NF}$$

Où :

ATC_{NF} est la *capacité de transfert disponible* non ferme du *chemin ATC* pour cette période ;

TTC est la *capacité totale de transfert* du *chemin ATC* pour cette période ;

ETC_F est la somme des *engagements de transport fermes en vigueur* pour le *chemin ATC* pour cette période ;

ETC_{NF} est la somme des *engagements de transport non fermes en vigueur* pour le *chemin ATC* pour cette période ;

CBM_S est la *marge de partage de capacité* du *chemin ATC* qui a été programmée pour cette période ;

TRM_U est la *marge de fiabilité de transport* du *chemin ATC* qui n'a pas été libérée par le *fournisseur de service de transport* en vue de la vente (non libérée) durant cette période à titre de capacité non ferme ;

capacités réoffertes_{NF} correspond à toute variation de la *capacité de transfert disponible* non ferme due à un changement dans l'utilisation du *service de transport* pour cette période, comme défini dans les *pratiques commerciales* ;

écoulements inverses_{NF} correspond aux ajustements de la *capacité de transfert disponible* non ferme comme déterminé par le *fournisseur de service de transport* et spécifié dans leur ATCID.

C. Mesures

M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* doit produire tout modèle de *transport* qui est utilisé pour calculer les TTC utilisés dans le but de calculer des ATC pour chaque *chemin ATC*, comme exigé à l'exigence E1, pour les horizons temporels devant être examinés (E1).

M1.1 La production doit être sous la même forme et dans le même format utilisé par l'*exploitant de réseau de transport* pour calculer les TTC, comme exigé à l'exigence E1 (E1).

- M1.2** Le modèle de *transport* produit doit inclure les zones énumérées à l'exigence E1.1.1 (ou une représentation équivalente, comme décrit à l'exigence) (E1.1).
- M1.3** Le modèle de *transport* produit doit montrer l'utilisation des paramètres de modélisation définis aux exigences E1.1.2 à E1.1.10, excepter cela, aucune autre pièce justificative n'est exigée pour prouver : 1) l'utilisation d'un *automatisme de réseau* alors que le modèle n'en comportait aucun ou 2) qu'aucun ajout ou retrait à la production ou au réseau de *transport* n'est survenu (E1.1.2 à E1.1.10).
- M1.4** L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives attestant que les modèles utilisés pour déterminer les TTC comprenaient les *caractéristiques assignées des installations* comme fournies par le *propriétaire d'installation de transport* et le *propriétaire d'installation de production* (E1.2).
- M2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* doit produire l'ATCID qu'il utilise pour montrer où il a décrit et utilisé des critères de modélisation additionnels dans son ATCID qui n'étaient pas déjà inclus dans la norme MOD-29 (E1.1.4, E.1.1.9 et E1.1.10).
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* qui utilise la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour des chemins dont les caractéristiques nominales ont été établies avant le 1^{er} janvier 1994 doit fournir les pièces justificatives attestant que ce chemin et ses caractéristiques nominales ont bien été établis avant le 1^{er} janvier 1994 (E2.7).
- M4.** Chaque *exploitant de réseau de transport* qui fait appel à la *méthodologie par chemin de transport spécifique* doit produire comme pièces justificatives les rapports d'étude, comme exigé à l'exigence E.2.8, pour chaque chemin pour lequel il a déterminé la TTC pour la période examinée (E2).
- M5.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives attestant qu'il a utilisé la valeur la plus faible entre la TTC calculée et la SOL comme TTC, en produisant : 1) toutes les valeurs calculées selon l'exigence E2 pour chaque *chemin ATC*, 2) toutes SOL correspondantes pour ces *chemins ATC*, et 3) la TTC établie par l'*exploitant de réseau de transport* et donnée au *fournisseur de service de transport* pour utilisation selon les exigences E7 et E8 pour chaque *chemin ATC* (E3).
- M6.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives (comme les registres ou les données) attestant qu'il a fourni la TTC et son rapport d'étude au *fournisseur de service de transport* à l'intérieur de sept jours civils suivant la production du rapport d'étude final (E4).
- M7.** Le *fournisseur de service de transport* doit démontrer sa conformité à l'exigence E5 en recalculant les ETC fermes pour toute période comme décrit à l'exigence E2 de la norme MOD-001, utilisant l'algorithme défini à l'exigence E5 et avec les données utilisées pour calculer la valeur spécifiée pour la période de temps désignée. Les données utilisées doivent rencontrer les exigences spécifiées dans la norme MOD-029-1 et dans l'ATCID. Pour tenir en compte les différences qui peuvent survenir lors du calcul de la valeur (dus à une combinaison de processus automatisés ou manuels), toute valeur recalculée qui se situe entre $\pm 15\%$ ou 15 MW, selon la plus élevée des deux, et la valeur originalement calculée, est une pièce justificative attestant que le *fournisseur de service de transport* a utilisé l'algorithme de l'exigence E5 pour calculer son ETC ferme (E5).

- M8.** Le *fournisseur de service de transport* doit démontrer sa conformité à l'exigence E5 en recalculant les ETC fermes pour toute période comme décrit à l'exigence E2« de la norme MOD-001 », utilisant l'algorithme défini à l'exigence E6 et avec les données utilisées pour calculer la valeur spécifiée pour la période de temps désignée. Les données utilisées doivent répondre aux exigences spécifiées dans la norme MOD-029-1 et dans l'ATCID. Pour tenir en compte les différences qui peuvent survenir lors du calcul de la valeur (dues à une combinaison de processus automatisés ou manuels), toute valeur recalculée qui se situe entre $\pm 15\%$ ou 15 MW, selon la plus élevée des deux, et la valeur originalement calculée, est une pièce justificative attestant que le *fournisseur de service de transport* a utilisé l'algorithme de l'exigence E6 pour calculer son ETC ferme (E6).
- M9.** Chaque *fournisseur de service de transport* doit produire la documentation à l'appui pour les processus utilisés pour mettre en œuvre l'algorithme qui calcule les ATC fermes, comme requis à l'exigence E7. Cette documentation doit démontrer que seules les variables autorisées à l'exigence E7 ont été utilisées pour calculer les ATC fermes, et que les processus font appel aux valeurs actuelles des variables, comme déterminé dans les exigences et les définitions. Noter qu'il est légitime que n'importe quelle variable peut être nulle, si la valeur ne s'applique pas ou est calculée comme étant zéro (comme dans le cas des écoulements inverses, de la TRM, de la CBM etc.). La documentation à l'appui peut être fournie dans la même forme et le même format comme conservé par le *fournisseur de service de transport* (E7).
- M10.** Chaque *fournisseur de service de transport* doit produire la documentation à l'appui pour les processus utilisés pour mettre en œuvre l'algorithme qui calcule les ATC non fermes, comme requis à l'exigence E8. Cette documentation doit démontrer que seules les variables autorisées à l'exigence E8 ont été utilisées pour calculer les ATC non fermes, et que les processus font appel aux valeurs actuelles des variables, comme déterminé dans les exigences et les définitions. Noter qu'il est légitime que n'importe quelle variable peut être nulle, si la valeur ne s'applique pas ou est calculée comme étant zéro (comme dans le cas des écoulements inverses, de la TRM, de la CBM etc.). La documentation à l'appui peut être fournie dans la même forme et le même format comme conservé par le *fournisseur de service de transport* (E8).

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~Responsabilité de la surveillance de l'application des normes~~ des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Sans objet

1.3. Conservation des données

- L'*exploitant de réseau de transport* et le *fournisseur de service de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives pour démontrer leur conformité comme identifiées ci-dessous, sauf si le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période, dans le cadre d'une enquête :
- l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir ses modèles les plus récents utilisés pour déterminer les TTC comme exigé à l'exigence E1 (M1) ;

- l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les ATCID courants, et en vigueur fournis par ses *fournisseurs de service de transport*, et toute version antérieure des ATCID qui étaient en vigueur depuis le dernier audit de conformité pour démontrer sa conformité à l'exigence E1 (M2) ;
- l'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives de tout chemin et de ses caractéristiques nominales qui ont été établies avant le 1^{er} janvier 1994 (M3) ;
- l'*exploitant de réseau de transport* doit conserver la version la plus récente et les versions antérieures des rapports d'étude sur les TTC pour démontrer sa conformité à l'exigence E2 (M4) ;
- l'*exploitant de réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives pour les trois dernières années civiles plus l'année en cours pour démontrer sa conformité aux exigences E3 et E4 (M5 et M6) ;
- le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives pour démontrer sa conformité pour le calcul des valeurs horaires requises aux exigences E5 et E6 pour les 14 derniers jours ; les pièces justificatives relatives pour démontrer sa conformité pour le calcul des valeurs quotidiennes requises aux exigences E5 et E6 pour les 30 derniers jours ; et les pièces justificatives pour démontrer sa conformité pour le calcul des valeurs quotidiennes requises aux exigences E5 et E6 pour les soixante derniers jours (M7 et M8) ;
- le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives pour les trois dernières années civiles plus l'année en cours pour démontrer sa conformité aux exigences E7 et E8 (M9 et M10) ;
- un *fournisseur de service de transport* ou un *exploitant de réseau de transport* jugé non conforme doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit de nouveau jugé conforme ;
- le responsable de la surveillance de l'application des normes responsable des mesures pour assurer la conformité doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit de conformité demandés et soumis subséquemment.

1.4. Processus de surveillance et de mise en application des normes

On peut faire appel aux processus ci-dessous :

- Audits de conformité
- Déclarations sur la conformité
- Contrôles ponctuels
- Enquêtes sur les non-conformités
- Déclaration de non-conformité
- Plaintes

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1.	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé un modèle qui répondait à toutes les exigences de modélisation spécifiées à l'exigence E1.1, sauf une ;</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé entre une et dix <i>caractéristiques assignées</i> d'une installation qui étaient différentes de celles spécifiées par un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou un <i>propriétaire d'installation de production</i> dans leur modèle de transport (E1.2).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé un modèle qui répondait à toutes les exigences de modélisation spécifiées à l'exigence E1.1, sauf deux ;</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé entre onze et vingt <i>caractéristiques assignées</i> d'une installation qui étaient différentes de celles spécifiées par un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou un <i>propriétaire d'installation de production</i> dans leur modèle de transport (E1.2).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé un modèle qui répondait à toutes les exigences de modélisation spécifiées à l'exigence E1.1, sauf trois ;</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé entre vingt-et-une et trente <i>caractéristiques assignées</i> d'une installation qui étaient différentes de celles spécifiées par un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou un <i>propriétaire d'installation de production</i> dans leur modèle de transport (E1.2).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé un modèle qui ne répondait pas à quatre ou plus des exigences de modélisation spécifiées à l'exigence E1.1 ;</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a utilisé plus de trente <i>caractéristiques assignées</i> d'une installation différentes de celles spécifiées par un <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou un <i>propriétaire d'installation de production</i> dans son modèle de transport (E1.2).</p>
E2.	<p>Une ou deux des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> l'exploitant de réseau de transport n'a pas calculé les TTC en utilisant un des éléments spécifiés aux sous-exigences E2.1 à E2.6 ; l'exploitant de réseau de transport n'a pas inclus un des éléments exigés dans le rapport d'étude requis à l'exigence E2.8. 	<p>Une ou deux des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> l'exploitant de réseau de transport n'a pas calculé les TTC en utilisant deux des éléments spécifiés aux sous-exigences E2.1 à E2.6 ; l'exploitant de réseau de transport n'a pas inclus deux des éléments exigés dans le rapport d'étude requis à l'exigence E2.8. 	<p>Une ou deux des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> l'exploitant de réseau de transport n'a pas calculé les TTC en utilisant trois des éléments spécifiés aux sous-exigences E2.1 à E2.6 ; l'exploitant de réseau de transport n'a pas inclus trois des éléments exigés dans le rapport d'étude requis à l'exigence E2.8. 	<p>Une ou deux des situations suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> l'exploitant de réseau de transport n'a pas calculé les TTC en utilisant quatre ou plus des éléments spécifiés aux sous-exigences E2.1 à E2.6 ; l'exploitant de réseau de transport n'a pas appliqué l'exigence E2.7 ;

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
				<ul style="list-style-type: none"> L'exploitant de réseau de transport n'a pas inclus quatre ou plus des éléments exigés dans le rapport d'étude requis à l'exigence E2.8.
E3.	<p>L'exploitant de réseau de transport n'a pas spécifié la TTC comme étant la valeur la plus faible entre la TTC calculée en utilisant le processus décrit à l'exigence E2 ou toute SOL associée pour plus de zéro chemins ATC, MAIS pas plus de 1 % de tous les chemins ATC ou de 1 chemin ATC (selon la plus élevée des deux valeurs).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport n'a pas spécifié la TTC comme étant la valeur la plus faible entre la TTC calculée en utilisant le processus décrit à l'exigence E2 ou toute SOL associée pour plus de 1 % de tous les chemins ATC ou de 1 chemin ATC (selon la plus élevée des deux valeurs), MAIS, pas plus de 2 % de tous les chemins ATC ou de 2 chemins ATC (selon la plus élevée des deux valeurs).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport n'a pas spécifié la TTC comme étant la valeur la plus faible entre la TTC calculée en utilisant le processus décrit à l'exigence E2 ou toute SOL associée pour plus de 2 % de tous les chemins ATC ou de 2 chemins ATC (selon la plus élevée des deux valeurs), MAIS, pas plus de 5 % de tous les chemins ATC ou de 3 chemins ATC (selon la plus élevée des deux valeurs).</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport n'a pas spécifié la TTC comme étant la valeur la plus faible entre la TTC calculée en utilisant le processus décrit à l'exigence E2 ou toute SOL associée, pour plus de à 5 % de tous les chemins ATC ou à 3 chemins ATC (soit la plus élevée des deux valeurs).</p>
E4.	<p>L'exploitant de réseau de transport a fourni la TTC et le rapport d'étude au fournisseur de service de transport plus de sept jours civils, mais pas plus de 14 jours civils après que le rapport ait été finalisé.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a fourni la TTC et le rapport d'étude au fournisseur de service de transport plus de 14 jours civils, mais pas plus de 21 jours civils après que le rapport ait été finalisé.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a fourni la TTC et le rapport d'étude au fournisseur de service de transport plus de 21 jours civils, mais pas plus de 28 jours civils après que le rapport ait été finalisé.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a fourni les la et le rapport d'étude au fournisseur de service de transport plus de 28 jours civils après que le rapport ait été finalisé.</p>

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5.	<p>Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé les ETC fermes ayant une valeur absolue différente de celle calculée dans M7 pour la même période, et la différence de valeur absolue était supérieure à 15 % de la valeur calculée dans la mesure ou à 15 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais pas plus de 25 % de la valeur calculée à la mesure ou à 25 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.</p>	<p>Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé les ETC fermes ayant une valeur absolue différente de celle calculée dans M7 pour la même période, et la différence de valeur absolue était supérieure à 25 % de la valeur calculée dans la mesure ou à 25 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais pas plus de 35 % de la valeur calculée à la mesure ou à 35 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.</p>	<p>Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé les ETC fermes ayant une valeur absolue différente de celle calculée dans M7 pour la même période, et la différence de valeur absolue était supérieure à 35 % de la valeur calculée dans la mesure ou à 35 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais pas plus de 45 % de la valeur calculée à la mesure ou à 45 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.</p>	<p>Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé les ETC fermes ayant une valeur absolue différente de celle calculée dans M7 pour la même période, et la différence de valeur absolue était supérieure à 45 % de la valeur calculée dans la mesure ou à 45 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.</p>

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E6.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé les ETC non fermes ayant une valeur absolue différente de celle calculée dans M8 pour la même période, et la différence de valeur absolue était supérieure à 15 % de la valeur calculée dans la mesure ou à 15 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais pas plus de 25 % de la valeur calculée à la mesure ou à 25 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé les ETC non fermes ayant une valeur absolue différente de celle calculée dans M8 pour la même période, et la différence de valeur absolue était supérieure à 25 % de la valeur calculée dans la mesure ou à 25 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais pas plus de 35 % de la valeur calculée à la mesure ou à 35 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé les ETC non fermes ayant une valeur absolue différente de celle calculée dans M8 pour la même période, et la différence de valeur absolue était supérieure à 35 % de la valeur calculée dans la mesure ou à 35 MW, selon la plus élevée des deux valeurs, mais pas plus de 45 % de la valeur calculée à la mesure ou à 55 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.	Pour une période donnée, le <i>fournisseur de service de transport</i> a calculé les ETC non fermes ayant une valeur absolue différente de celle calculée dans M8 pour la même période, et la différence de valeur absolue était supérieure à 45 % de la valeur calculée dans la mesure ou à 45 MW, selon la plus élevée des deux valeurs.
E7.	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis à l'exigence E7, ou a utilisé des éléments additionnels, pour déterminer les ATC fermes pour plus de zéro <i>chemin ATC</i> mais pas plus de 5 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou à 1 <i>chemin ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis à l'exigence E7, ou a utilisé des éléments additionnels, pour déterminer les ATC fermes pour plus de 5 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou à 1 <i>chemin ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs), mais pas plus de 10 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou à 2 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis à l'exigence E7, ou a utilisé des éléments additionnels, pour déterminer les ATC fermes pour plus de 10 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou à 2 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs), mais pas plus de 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou à 3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).	Le <i>fournisseur de service de transport</i> n'a pas utilisé tous les éléments définis à l'exigence E7 ou a utilisé des éléments additionnels pour déterminer les ATC fermes pour plus de 15 % de tous les <i>chemins ATC</i> ou à 3 <i>chemins ATC</i> (selon la plus élevée des deux valeurs).

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E8.	Le fournisseur de service de transport n'a pas utilisé tous les éléments définis à l'exigence E8, ou a utilisé des éléments additionnels, pour déterminer les ATC non fermes pour plus de zéro chemin ATC mais pas plus de 5 % de tous les chemins ATC ou à 1 chemin ATC (selon la plus élevée des deux valeurs).	Le fournisseur de service de transport n'a pas utilisé tous les éléments définis à l'exigence E8, ou a utilisé des éléments additionnels, pour déterminer les ATC non fermes pour plus de 5 % de tous les chemins ATC ou à 1 chemin ATC (selon la plus élevée des deux valeurs), mais pas plus de 10 % de tous les chemins ATC ou à 2 chemins ATC (selon la plus élevée des deux valeurs).	Le fournisseur de service de transport n'a pas utilisé tous les éléments définis à l'exigence E8, ou a utilisé des éléments additionnels, pour déterminer les ATC non fermes pour plus de 10 % de tous les chemins ATC ou à 2 chemins ATC (selon la plus élevée des deux valeurs), mais pas plus de 15 % de tous les chemins ATC ou à 3 chemins ATC (selon la plus élevée des deux valeurs).	Le fournisseur de service de transport n'a pas utilisé tous les éléments définis à l'exigence E8 ou a utilisé des éléments additionnels pour déterminer les ATC non fermes pour plus de 15 % de tous les chemins ATC ou à 3 chemins ATC (selon la plus élevée des deux valeurs).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	Le 26 août 2008	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	
1a	Approbation par le conseil d'administration le 5 novembre 2009	Interprétation des exigences E5 et E6	Interprétation (projet 2009-15)

Annexe 1

Numéro et texte de l'exigence
<p>MOD-001-01, exigence E2 :</p> <p>E2. Chaque <i>fournisseur de service de transport</i> doit calculer les valeurs des ATC ou des AFC énumérées ci-dessous en utilisant la méthodologie ou les méthodologies choisies par son ou ses <i>exploitants de réseau de transport</i> :</p> <p>E2.1. valeurs horaires pour au moins les 48 prochaines heures ;</p> <p>E2.2. valeurs quotidiennes pour au moins les 31 prochains jours civils ;</p> <p>E2.3. valeurs mensuelles pour au moins les 12 prochains mois (mois 2 à 13).</p> <p>MOD-001-01, exigence E8 :</p> <p>E8. Chaque <i>fournisseur de service de transport</i> qui calcule un ATC doit recalculer cet ATC au minimum selon la fréquence suivante, à moins qu'aucune des valeurs calculées figurant dans l'équation d'un ATC n'ait changé :</p> <p>E8.1. valeurs horaires, une fois par heure. Il est alloué 175 heures par année civile aux <i>fournisseurs de service de transport</i> pendant lesquelles les calculs ne sont pas requis, malgré un changement d'une valeur calculée figurant dans l'équation d'un ATC;</p> <p>E8.2. valeurs quotidiennes, une fois par jour;</p> <p>E8.3. valeurs mensuelles, une fois par semaine.</p>
Question n°1
<p>Est-ce que l'« advisory ATC » inscrit dans les Tarifs du New York Independent System Operator (NYISO) est soumis aux exigences de calcul et de recalcul définies en E2 et en E8 de la norme MOD-001-1 ? Dans la négative, est-il nécessaire de préciser la fréquence de calcul de cet « advisory ATC » dans le <i>document de la mise en œuvre de la capacité de transfert disponible (ATCID)</i> de l'entité responsable ?</p>
Réponse à la question n°1
<p>Les exigences E2 et E8 de la norme MOD-001-1 sont toutes deux reliées à l'exigence E1, laquelle définit que les méthodologies de calcul de l'ATC doivent s'appliquer à des « chemins ATC » particuliers. La définition d'un <i>chemin ATC</i> de la NERC est « Toute combinaison point de réception – point de livraison pour laquelle la <i>capacité de transfert disponible (ATC)</i> est calculée ; pour tout trajet publié ». Basé sur un examen du texte de cette demande, des <i>Tarifs et conditions des services de transport</i> du NYISO et des autres informations présentées sur le site Web du NYISO, il s'avère que NYISO possède en fait de multiples <i>chemins ATC</i> soumis aux exigences de calcul et de recalcul définies en E2 et en E8. Il apparaît à la suite de l'examen de ces informations que la définition d'ATC dans les Tarifs du NYISO est identique à celle de la NERC ; c'est pourquoi il est difficile de conclure que l'« advisory ATC » du NYISO n'est pas la même chose que l'ATC. En outre, il apparaît que la réservation de capacité est permise sur certains chemins externes, ce qui rend nécessaire un calcul de l'ATC sur ces chemins qui ne porte pas seulement sur le lendemain.</p> <p>La seconde partie de la question du NYISO est valable si la réponse à la première question est négative, donc elle ne sera pas traitée.</p>

Numéro et texte de l'article

MOD-029-01, exigences E5 et E6 :

E5. Lors du calcul des ETC relatifs aux *engagements de transport en vigueur fermes* (ETC_F) pour une période donnée d'un *chemin ATC*, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

$$ETC_F = NL_F + NITS_F + GF_F + PTP_F + ROR_F + OS_F$$

Où :

NL_F est la capacité ferme mise en réserve pour desservir les engagements relatifs à la *charge locale* de pointe prévue pour la période de temps faisant l'objet du calcul, pour inclure les pertes et la croissance de la *charge locale*, qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité*;

NITS_F est la capacité ferme mise en réserve pour le *service de transport en réseau intégré* desservant la *charge*, pour inclure les pertes et la croissance de la charge, qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité*;

GF_F est la capacité ferme mise en réserve pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie et/ou de *services de transport*, s'ils ont été conclus avant la date d'entrée en vigueur des *Tarifs et conditions des services de transport* ou « des tarifs sans risques » d'un *fournisseur de service de transport*;

PTP_F est la capacité ferme mise en réserve pour le *service de transport de point à point* confirmé;

ROR_F est la capacité ferme mise en réserve pour les droits de reconduction relatifs aux contrats de *service de transport* qui accordent aux *clients d'un service de transport* le droit de premier refus pour ce qui est de continuer ou non à bénéficier du *service de transport* quand le contrat de *service de transport* d'un *client d'un service de transport* arrive à terme ou est éligible à un renouvellement;

OS_F est la capacité ferme mise en réserve pour tout autre service(s), contrat(s) ou entente(s) non précisés ci-dessus et qui utilise le *service de transport* ferme comme spécifié dans l'ATCID.

E6. Lors du calcul des ETC relatifs aux *engagements de transport en vigueur fermes* (ETC_{NF}) pour une période donnée d'un *chemin ATC*, le *fournisseur de service de transport* doit utiliser l'algorithme suivant : [Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

$$ETC_{NF} = NITS_{NF} + GF_{NF} + PTP_{NF} + OS_{NF}$$

Où :

NITS_{NF} est la capacité non ferme mise en réserve pour le *service de transport en réseau intégré* desservant la charge (c.-à-d. le service secondaire), pour inclure les pertes et la croissance de la charge qui ne seraient pas déjà incluses dans la *marge de fiabilité de transport* ou la *marge de partage de capacité*;

GF_{NF} est la capacité non ferme mise en réserve pour un *service de transport* faisant l'objet d'une clause d'antériorité et pour des contrats d'énergie et/ou de *services de transport*, s'ils ont été conclus avant la date d'entrée en vigueur des *Tarifs et conditions des services de transport* ou « des tarifs sans risques » d'un *fournisseur de service de transport*;

PTP_{NF} est la capacité non ferme mise en réserve pour le *service de transport de point à point* confirmé;

OS_{NF} est la capacité non ferme mise en réserve pour tout autre service(s), contrat(s) ou entente(s) non précisés ci-dessus et qui utilise le service de transport non ferme comme spécifié dans l'ATCID.

Question n°2

Pour le calcul des ATC, peut-on calculer la capacité OS_F (exigence E5 de la norme MOD-029-1) et la capacité OS_{NF} (exigence E6 de la norme MOD-029-1) en utilisant le « *Transmission Flow Utilization ?* »

Réponse à la question n°2

Cette demande d'interprétation ainsi que les Tarifs des services de transport du NYISO décrivent le concept du « *Transmission Flow Utilization* » utilisé par NYISO; cependant, il n'est pas clair que la *charge locale*, le *service de transport de point à point*, le *service de transport en réseau intégré* ou tout autre composant explicitement décrits dans les exigences E5 et E6 sont incorporés dans le « *Transmission Flow Utilization* ». En prenant pour acquis que ce « *Transmission Flow Utilization* » n'incorpore pas les notions de *charge locale*, de *service de transport de point à point*, de *service de transport en réseau intégré* ou tout autre composant explicitement décrit dans les exigences E5 et E6, alors il est approprié de les inclure à titre d'« autres services ». Cependant, si le « *Transmission Flow Utilization* » incorpore ces composants, simplement inclure « *Transmission Flow Utilization* » à titre d'« autres services » serait inapproprié.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Méthodologie par chemin de transport spécifique

2. **Numéro :** MOD-029-1a

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP)

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

M1. Aucune disposition particulière

M2. Aucune disposition particulière

M3. Aucune disposition particulière

M4. Aucune disposition particulière

M5. Aucune disposition particulière

M6. Aucune disposition particulière

M7. Aucune disposition particulière

M8. Le *fournisseur de service de transport* doit démontrer sa conformité à l'exigence E6 en recalculant les ETC fermes pour toute période comme décrit à l'exigence E2« de la norme MOD-001 », utilisant l'algorithme défini à l'exigence E6 et avec les données utilisées pour calculer la valeur spécifiée pour la période de temps désignée. Les données utilisées doivent répondre aux exigences spécifiées dans la norme MOD-029-1 et dans l'ATCID. Pour tenir en compte les différences qui peuvent survenir lors du calcul de la valeur (dues à une combinaison de processus automatisés ou manuels), toute valeur recalculée qui se situe entre $\pm 15\%$ ou 15 MW, selon la plus élevée des deux, et la valeur originalement calculée, est une

pièce justificative attestant que le *fournisseur de service de transport* a utilisé l’algorithme de l’exigence E6 pour calculer son ETC ferme (E6).

M9. Aucune disposition particulière

M10. Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~Responsabilité de la surveillance de l'application des normes~~ le des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Au septième tiret , il faut lire ; le *fournisseur de service de transport* doit conserver les pièces justificatives pour démontrer sa conformité pour le calcul des valeurs horaires requises aux exigences E5 et E6 pour les 14 derniers jours ; les pièces justificatives relatives pour démontrer sa conformité pour le calcul des valeurs quotidiennes requises aux exigences E5 et E6 pour les 30 derniers jours ; et les pièces justificatives pour démontrer sa conformité pour le calcul des valeurs mensuelles requises aux exigences E5 et E6 pour les soixante derniers jours (M7 et M8).

1.4. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Surveillance des perturbations et production des données
2. **Numéro :** PRC-002-2
3. **Objet :** Obtenir des données permettant une bonne analyse des *perturbations* dans le *système de production-transport d'électricité* (BES).
4. **Applicabilité :**
Entités fonctionnelles :
 - 4.1. Entité responsable :
 - 4.1.1 pour l'*Interconnexion* de l'Est, le *coordonnateur de la planification* ;
 - 4.1.2 pour l'*Interconnexion* ERCOT, le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité* ;
 - 4.1.3 pour l'*Interconnexion* de l'Ouest, le *coordonnateur de la fiabilité* ;
 - 4.1.4 pour l'*Interconnexion* du Québec, le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité* ;
 - 4.2. *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.3. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :**
Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
 - 1.1 désigner les jeux de barres du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées, conformément à la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-002-2 ;
 - 1.2 dans les 90 jours civils suivant l'exécution de l'alinéa 1.1, aviser les autres propriétaires d'*éléments* du *BES* raccordés aux jeux de barres désignés, le cas échéant, que des données ECE ou ED sont exigées pour les *éléments* du *BES* en question ;
 - 1.3 réévaluer tous les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 au moins une fois toutes les cinq années civiles et aviser les autres propriétaires, le cas échéant, conformément à l'alinéa 1.2, et mettre en application la liste des jeux de barres ainsi mise à jour conformément au plan de mise en œuvre.
- M1. Le *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une liste datée (en format papier ou électronique), établie conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-002-2, des jeux de barres du *BES* pour lesquels des données ECE et ED sont exigées, ainsi qu'une ou des pièces justificatives attestant que tous les jeux de barres du *BES* ont été réévalués selon l'intervalle prescrit à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1. Le *propriétaire d'installation de transport* doit aussi détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant qu'il a avisé les autres propriétaires conformément à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.

- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données ECE de position de disjoncteur (ouvert ou fermé) pour chacun de ses disjoncteurs raccordés directement aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et associés aux *éléments* du BES raccordés à ces jeux de barres.
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- M2.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que des données ECE de position de disjoncteur ont été recueillies conformément à l'exigence E2. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les raccordements et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ; ou 3) des dessins de poste.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données ED permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes, pour chaque enregistrement de défaut concernant ses *éléments* du BES raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 3.1.** tension phase-neutre pour chaque phase de chaque jeu de barres désigné ;
- 3.2.** chaque courant de phase et le courant de neutre ou résiduel pour les *éléments* du BES suivants : transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est d'au moins 100 kV ;
- 3.2.2.** lignes de transport.
- M3.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données ED suffisantes pour déterminer les grandeurs électriques conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou obtenues par calcul ; ou 3) des dessins de poste.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit, pour les données ED de l'exigence E3, respecter les indications suivantes :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 4.1.** le ou les enregistrements comprennent :
- une longueur d'enregistrement d'au moins deux cycles avant le déclenchement et une longueur totale d'enregistrement d'au moins 30 cycles pour un même point de déclenchement ; ou
 - les données d'au moins deux cycles avant le déclenchement, des trois premiers cycles après le déclenchement, et du cycle final du défaut tel que capté par l'enregistreur de défaut.
- 4.2.** la fréquence d'enregistrement est d'au moins 16 points par cycle ;
- 4.3.** l'enregistrement est déclenché pour au moins les événements suivants :
- 4.3.1.** surintensité dans le neutre (courant résiduel) ;

4.3.2. sous-tension ou surintensité dans une phase.

M4. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ED sont conformes à l'exigence E4. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques de l'équipement (alinéa 4.2 de l'exigence 4) et les configurations ou réglages de l'équipement (alinéas 4.1 et 4.3) ; ou 2) des données réellement enregistrées ou déduites.

E5. Chaque entité responsable doit :

[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]

5.1. désigner les *éléments* du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement des *perturbations* dynamiques (EPD) sont exigées, notamment les éléments suivants :

5.1.1. ressources de production :

5.1.1.1. ayant une puissance nominale brute d'au moins 500 MVA ;

5.1.1.2. ayant une puissance nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA ;

5.1.2. au moins un *élément* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation du réseau (SOL)* relative à la stabilité (angulaire ou en tension) ;

5.1.3. chaque borne d'un circuit à courant continu haute tension (CCHT) ayant une puissance nominale d'au moins 300 MVA dans la partie à courant alternatif du convertisseur ;

5.1.4. un ou plusieurs *éléments* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ;

5.1.5. au moins un *élément* du *BES* situé dans une importante zone sensible aux variations de tension, c'est-à-dire une zone à laquelle s'applique un programme de délestage en sous-tension (DST) en service ;

5.2. établir une couverture EPD minimale, à l'inclusion des *éléments* du *BES* désignés selon l'alinéa 5.1, laquelle doit comporter au moins :

5.2.1. un *élément* du *BES* ; et

5.2.2. un *élément* du *BES* par tranche de 3 000 MW de la demande de *pointe* simultanée historique de l'entité responsable ;

5.3. dans les 90 jours civils suivant l'exécution de l'alinéa 5.1, aviser tous les propriétaires des *éléments* du *BES* ainsi désignés que des données EPD seront exigibles sur demande pour les *éléments* du *BES* en question ;

5.4. réévaluer tous les *éléments* du *BES* selon les alinéas 5.1 et 5.2, au moins une fois toutes les cinq années civiles, et aviser leurs propriétaires conformément à l'alinéa 5.3 de mettre en application la liste des *éléments* du *BES* ainsi mise à jour conformément au plan de mise en œuvre.

- M5.** L'entité responsable doit détenir une liste datée (en format papier ou électronique) des *éléments* du BES pour lesquelles des données EPD sont exigées, établie selon les alinéas 5.1 et 5.2 et réévaluée selon l'alinéa 5.4 de l'exigence E5. L'entité responsable doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant que chaque *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* a été avisé conformément à l'alinéa 5.3 ; ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des lettres, des courriels, des fichiers électroniques ou des copies papier attestant que l'information a été transmise.
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour chacun de ses *éléments* du BES qui lui ont été notifiés selon l'exigence E5 :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 6.1.** une tension phase-neutre ou de composante directe ;
 - 6.2.** le courant de phase correspondant à la tension phase-neutre de l'alinéa 6.1 ou le courant de composante directe ;
 - 6.3.** les flux de *puissance active* et *réactive* triphasés correspondant à tous les circuits pour lesquels des mesures de courant sont exigées ;
 - 6.4.** la fréquence de toute tension spécifiée à l'alinéa 6.1.
- M6.** Le *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E6. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 3) des dessins de poste.
- E7.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour chacun de ses *éléments* du BES qui lui ont été notifiés selon l'exigence E5 :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 7.1.** une tension phase-neutre, phase-phase ou de composante directe, du côté haute tension ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production ;
 - 7.2.** le courant de phase correspondant à la tension phase-neutre de l'alinéa 7.1, le courant correspondant à toute tension phase-phase ou le courant de composante directe ;
 - 7.3.** les flux de *puissance active* et *réactive* triphasés correspondant à tous les circuits pour lesquels des mesures de courant sont exigées ;
 - 7.4.** la fréquence d'au moins une tension spécifiée à l'alinéa 7.1.

M7. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E7. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 3) des dessins de poste.

E8. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* tenu de produire des données EPD pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E5 doit avoir une capacité d'enregistrement et de stockage continus des données. Dans le cas d'un équipement installé avant la date d'entrée en vigueur de la norme et dépourvu de capacité d'enregistrement continu, les enregistrements obtenus sur déclenchement doivent répondre aux critères suivants :

[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]

8.1 longueur d'enregistrement sur déclenchement d'au moins trois minutes ;

8.2 au moins un des trois seuils de déclenchement suivants :

- écart par rapport à la fréquence nominale :

	Min.	Max.
○ <i>Interconnexion</i> de l'Est	< 59,75 Hz	> 61,0 Hz
○ <i>Interconnexion</i> de l'Ouest	< 59,55 Hz	> 61,0 Hz
○ <i>Interconnexion</i> ERCOT	< 59,35 Hz	> 61,0 Hz
○ <i>Interconnexion</i> du Québec	< 58,55 Hz	> 61,5 Hz

- taux de variation de la fréquence :

	Min.	Max.
○ <i>Interconnexion</i> de l'Est	< -0,03125 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ <i>Interconnexion</i> de l'Ouest	< -0,05625 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ <i>Interconnexion</i> ERCOT	< -0,08125 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ <i>Interconnexion</i> du Québec	< -0,18125 Hz/s	> 0,1875 Hz/s

- écart en sous-tension réglé à au moins 85 % de la tension d'exploitation normale pendant cinq secondes.

M8. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant l'enregistrement et du stockage de données selon l'exigence E8. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; ou 2) des enregistrements réels de données.

- E9.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* tenu de produire des données EPD pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E5 doit faire en sorte que ces données EPD respectent les critères suivants :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 9.1. une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde ;
 - 9.2. une fréquence d'enregistrement des grandeurs électriques d'au moins 30 fois par seconde.
- M9.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données EPD sont conformes à l'exigence E9. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques de l'équipement (alinéas 9.1 et 9.2 de l'exigence E9) ; ou 2) des enregistrements réels de données (alinéa 9.2).
- E10.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit synchroniser toutes les données ECE et ED pour les jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et toutes les données EPD pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E5, conformément aux critères suivants :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 10.1. synchronisation au temps universel coordonné (UTC), avec ou sans décalage de l'heure locale ;
 - 10.2. précision de ± 2 millisecondes pour la synchronisation d'horloge de l'équipement par rapport à l'UTC.
- M10.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant la synchronisation selon l'exigence E10. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques, les configurations ou les réglages de l'équipement ; 2) une indication ou un statut de synchronisation ; ou 3) des dessins de poste.
- E11.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit fournir à l'entité responsable, à l'entité régionale ou à la NERC, sur demande, toutes les données ECE et ED pour les jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et toutes les données EPD pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E5, selon les modalités suivantes :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 11.1 les données doivent être conservées pendant une période de 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de leur enregistrement ;
 - 11.2 les données visées par l'alinéa 11.1 doivent être fournies dans un délai d'au plus 30 jours civils suivant la demande, sauf si le demandeur consent à un délai plus long ;
 - 11.3 les données ECE doivent être fournies au format CSV (valeurs séparées par des virgules) avec encodage ASCII, selon les indications de l'annexe 2 ;
 - 11.4 les données ED et EPD doivent être fournies sous forme de fichiers électroniques au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente ;

- 11.5** les noms de fichier de données doivent respecter la norme C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, révision C37.232-2011 ou plus récente.
- M11.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ont été transmises sur demande conformément à l'exigence E11. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des transmissions datées de fichiers formatés à l'entité demandeuse ; 2) des documents décrivant la capacité de stockage de données, les caractéristiques, les configurations et les réglages de l'équipement ; ou 3) des enregistrements réels des données.
- E12.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit, dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une perte de capacité d'enregistrement de données ECE, ED ou EPD :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- rétablir la capacité d'enregistrement ; ou
 - soumettre à l'entité régionale un *plan d'actions correctives* et mettre en œuvre ce plan.
- M12.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant sa conformité à l'exigence E12. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des constats de défaillance datés ; 2) une documentation indiquant la date de rétablissement de l'enregistrement des données ; 3) des enregistrements SCADA ; ou 4) une transmission datée de *plan d'actions correctives* à l'entité régionale et une ou des pièces justificatives attestant la mise en œuvre du plan.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1 ~~Responsable de la surveillance de l'application des normes~~ Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme ~~« responsable de la surveillance de la conformité »~~ « responsable des mesures pour assurer la conformité » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2 Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA responsable des mesures pour assurer la conformité peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la planification* et le *coordonnateur de la fiabilité* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités

indiquées ci-après, sauf si le CEA-responsable des mesures pour assurer la conformité leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les pièces justificatives de conformité à l'exigence E1 et à la mesure M1 pendant cinq années civiles.

Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les pièces justificatives de conformité à l'exigence E6 et à la mesure M6 pendant trois années civiles.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives de conformité à l'exigence E7 et à la mesure M7 pendant trois années civiles.

Le *propriétaire d'installation de transport* et le *propriétaire d'installation de production* doivent conserver les pièces justificatives des données demandées en vertu des exigences E2, E3, E4, E8, E9, E10, E11 et E12 ainsi que des mesures M2, M3, M4, M8, M9, M10, M11 et M12 pendant trois années civiles.

L'entité responsable (le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité*, selon le cas) doit conserver les pièces justificatives de conformité à l'exigence E5 et à la mesure M5 pendant cinq années civiles.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production* ou une entité responsable est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA-responsable des mesures pour assurer la conformité doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3 Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4 Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E1	Planification à long terme	Faible	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 80 % et moins de 100 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard d'au plus 10 jours civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 70 % et au plus 80 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 60 % et au plus 70 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour au plus 60 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 30 jours civils.</p>

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E2	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit selon l'exigence E2 plus de 80 % et moins de 100 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit selon l'exigence E2 plus de 70 % et au plus 80 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit selon l'exigence E2 plus de 60 % et au plus 70 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit selon l'exigence E2 au plus 60 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.
E3	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données ED permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d' <i>éléments</i> du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données ED permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d' <i>éléments</i> du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données ED permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d' <i>éléments</i> du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données ED permettant de déterminer au plus 60 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d' <i>éléments</i> du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E4	Planification à long terme	Faible	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent au plus 60 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.
E5	Planification à long terme	Faible	<p>L'entité responsable a désigné plus de 80 % et moins de 100 % des <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a désigné les <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un</p>	<p>L'entité responsable a désigné plus de 70 % et au plus 80 % des <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a désigné les <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de</p>	<p>L'entité responsable a désigné plus de 60 % et au plus 70 % des <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a désigné les <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de</p>	<p>L'entité responsable a désigné au plus 60 % des <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a désigné les <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours</p>

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			retard d'au plus 10 jours civils.	l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.	l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	civils. OU L'entité responsable n'a pas établi la couverture EPD minimale prescrite à l'alinéa 5.2 de l'exigence E5
E6	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas produit les données EPD prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6.
E7	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas produit les données EPD prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7.

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E8	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 80 % et moins de 100 % de ses <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 70 % et au plus 80 % de ses <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 60 % et au plus 70 % de ses <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas établi de capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour ses <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.
E9	Planification à long terme	Faible	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent au plus 60 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E10	Planification à long terme	Faible	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 90 % et moins de 100 % des jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 80 % et au plus 90 % des jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 70 % et au plus 80 % des jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour au plus 70 % des jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E11	Planification à long terme	Faible	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus de 30 jours civils et moins de 40 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni plus de 90 % et moins de 100 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Plus de 90 % des données et moins de 100 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus de 40 jours civils et au plus 50 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni plus de 80 % et au plus 90 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Plus de 80 % et au plus 90 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus de 50 jours civils et au plus 60 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni plus de 70 % et au plus 80 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Plus de 70 % et au plus 80 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus que 60 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas n'a pas fourni moins de 70 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Au plus 70 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E12	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'entité régionale un plan d'actions correctives selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils après la découverte de la perte en question.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'entité régionale un plan d'actions correctives selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils après la découverte de la perte en question.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'entité régionale un plan d'actions correctives selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 110 jours civils et d'au plus 120 jours civils après la découverte de la perte en question. OU Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a soumis un plan d'actions correctives à l'entité régionale selon l'exigence E12, mais ne l'a pas mis en œuvre.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'entité régionale un plan d'actions correctives selon l'exigence E12 dans un délai de 120 jours civils après la découverte de la perte en question. OU Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas rétabli la capacité d'enregistrement et n'a pas soumis un plan d'actions correctives à l'entité régionale selon l'exigence E12.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

G. Références

IEEE C37.111 – IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems.

IEEE C37.232-2011 – IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME). Norme publiée le 9 novembre 2011 par l'IEEE.

NPCC SP6 Report Synchronized Event Data Reporting, révision du 31 mars 2005.

Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant – Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations (avril 2004).

Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant – Interim Report : Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada (novembre 2003).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le c Conseil d'administration de la NERC	Nouveau document
1	2 août 2006	Adoption par le c Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	13 novembre 2014	Adoption par le c Conseil d'administration de la NERC	Révision dans le cadre du projet 2007-11 et fusion avec PRC-018-1.

Annexe 1

Méthode de sélection des jeux de barres pour l'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED)

(Exigence E1)

Afin d'établir la liste des jeux de barres du BES pour lesquels la saisie de données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) est prescrite à l'exigence 1, chaque *propriétaire d'installation de transport* doit suivre de façon séquentielle, sauf indication particulière, le mode opératoire suivant :

Étape

- 1 Dresser une liste complète des jeux de barres du BES que le propriétaire possède.
Aux fins de la norme, un jeu de barres du BES peut comprendre plusieurs jeux de barres physiques dont les disjoncteurs sont raccordés au même niveau de tension dans un même emplacement et partagent une même grille de terre. Ces jeux de barres peuvent être modélisés ou représentés par un seul et même nœud dans les études de défaut. Par exemple, les configurations de jeux de barres en anneau ou à un disjoncteur et demi sont assimilables à un seul jeu de barres.
- 2 Réduire cette liste en retenant seulement les jeux de barres qui ont une puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé d'au moins 1 500 MVA. Si cette étape a pour effet de réduire la liste à néant, sauter à l'étape 7.
- 3 Déterminer les 11 jeux de barres de la liste qui ont la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé la plus élevée. Si la liste compte 11 jeux de barres ou moins, sauter à l'étape 7.
- 4 Calculer la puissance médiane des 11 jeux de barres retenus à l'étape 3.
- 5 Multiplier par 20 % la puissance médiane calculée à l'étape 4.
- 6 Réduire la liste en retenant seulement les jeux de barres dont la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé est supérieure à la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 1 500 MVA ;
 - 20 % de la puissance médiane calculée à l'étape 5.
- 7 S'il ne reste plus aucun jeu de barres dans la liste : la procédure est terminée et des données ECE et ED ne sont pas exigées. Sauter à l'étape 9.

Si la liste compte entre 1 et 11 jeux de barres inclusivement : désigner pour la saisie des données ECE et ED le jeu de barres dont la puissance de court-circuit triphasé, déterminée à l'étape 3, est la plus élevée. Sauter à l'étape 9.

Si la liste compte plus de 11 jeux de barres : désigner pour la saisie des données ECE et ED, parmi les jeux de barres retenus à l'étape 6, au moins ceux de la tranche supérieure de 10 % de puissance de court-circuit triphasé. Passer à l'étape 8.

Étape

- 8 Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres supplémentaires dans la liste établie à l'étape 6. Les jeux de barres sélectionnés aux étapes 7 et 8 doivent totaliser au moins 20 % des jeux de barres sélectionnés à l'étape 6.

Les jeux de barres supplémentaires doivent être sélectionnés, à la discrétion du *propriétaire d'installation de transport*, de manière à maximiser l'étendue de la zone couverte par les données ECE et ED. Les emplacements suivants sont recommandés pour ces jeux de barres :

- jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport à d'autres appareils de surveillance des perturbations ;
 - zones sensibles aux variations de tension ;
 - zones de consommation et de production cohérentes ;
 - jeux de barres ayant un nombre de circuits de *transport* incidents relativement élevé ;
 - jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive ;
 - *installations* importantes raccordées à l'extérieur de la zone du *propriétaire d'installation de transport*.
- 9 La liste des jeux de barres pour lesquelles des données ECE et ED doivent être recueillies selon l'exigence E1 combine les jeux de barres sélectionnés aux étapes 7 et 8.

Annexe 2

Format des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE)

(alinéa 11.3 de l'exigence E11)

Date, Heure, Code d'heure locale, Poste, Appareil, Position¹

08/27/13, 23:58:57.110, -5, Poste 1, Disjoncteur 1, Fermé

08/27/13, 23:58:57.082, -5, Poste 2, Disjoncteur 2, Fermé

08/27/13, 23:58:47.217, -5, Poste 1, Disjoncteur 1, Ouvert

08/27/13, 23:58:47.214, -5, Poste 2, Disjoncteur 2, Ouvert

¹ Les termes « ouvert » et « ferme » sont utilisés à titre d'exemple. D'autres termes comme « déclenchement », « déclenchement-verrouillé » ou « ré enclenchement » sont aussi acceptables.

Synthèse des exigences de la norme

Exigence	Entité	Désignation des jeux de barres du BES	Notification	ECE	ED	Réévaluation aux 5 ans
E1	TO	X	X	X	X	X
E2	TO GO			X		
E3	TO GO				X	
E4	TO GO				X	
Exigence	Entité	Désignation des éléments du BES	Notification	EPD	Réévaluation aux 5 ans	
E5	RE (PC RC)	X	X	X	X	
E6	TO			X		
E7	GO			X		
E8	TO GO			X		
E9	TO GO			X		
Exigence	Entité	Synchronisation	Fourniture des données ECE, ED et EPD		Disponibilité des données ECE, ED et EPD	
E10	TO GO	X				
E11	TO GO		X			
E12	TO GO				X	

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le [cConseil d'administration de la NERC](#), le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification des entités fonctionnelles

L'emploi du terme « entité responsable » dans la norme PRC-002-2 renvoie spécifiquement aux entités indiquées à l'alinéa 4.1 de la section Applicabilité. L'entité responsable – le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité*, selon l'*Interconnexion* – a la meilleure vue d'ensemble sur le BES et est le mieux placée pour désigner les *éléments* du BES pour lesquels des données d'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) sont exigées. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* seront tenus de recueillir des données adéquates pour les *éléments* du BES désignés. Pour ce qui est des jeux de barres du BES pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées, la désignation est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leur réseau. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* qui possèdent des *éléments* du BES raccordés aux jeux de barres du BES ainsi désignés doivent veiller à recueillir des données adéquates.

Justification de l'exigence E1

L'analyse et la reconstitution des événements du BES nécessitent des données ECE et ED pour certains jeux de barres du BES jugés importants. L'annexe 1 présente une méthode uniforme pour déterminer ces jeux de barres ; des essais répétés de cette méthode ont confirmé qu'elle permet une répartition adéquate de la collecte de données ECE et ED. L'examen des données réelles de court-circuit dans le BES reçues de l'industrie en réponse à la demande de données de l'équipe de rédaction des normes sur la surveillance des perturbations (DMSDT), entre le 5 juin 2013 et le 5 juillet 2013, a révélé une forte corrélation entre, d'une part, la puissance apparente de court-circuit disponible à un jeu de barres de *transport* et, d'autre part, sa taille relative et son importance pour le BES, d'après i) son niveau de tension, ii) le nombre de *lignes de transport* et d'autres *éléments* du BES raccordés au jeu de barres, et iii) le nombre et la puissance des groupes de production raccordés au jeu de barres. Les jeux de barres du BES caractérisés par une puissance de court-circuit (en MVA) élevée sont des *éléments* du BES qui ont un effet important sur la fiabilité du *réseau* et sur sa performance. À l'inverse, les jeux de barres du BES dont la puissance de court-circuit est très faible entraînent rarement des événements dans une zone étendue ou des déclenchements en cascade, et c'est pourquoi les données ECE et ED pour ces *éléments* du BES ne sont pas aussi importantes. Après analyse et examen de données provenant de l'ensemble du continent, des seuils de puissance ont été établis de manière à permettre une collecte de données suffisante pour l'analyse d'événements, en faisant appel au meilleur jugement technique et opérationnel.

Il fallait par ailleurs éviter que la méthode définie pour la sélection des jeux de barres du BES ne concentre exagérément les données sur certains jeux de barres. C'est pourquoi la norme PRC-002-2 fixe un nombre minimal de jeux de barres pour lesquels les données ECE et ED sont exigées, d'après le niveau de court-circuit. À partir de ces concepts, et en visant une couverture de données suffisante pour l'analyse d'événement, l'équipe de rédaction DMSDT a établi la méthode présentée à l'annexe 1, axée sur la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé. Cette méthode assure une couverture comparable et suffisante pour les données ECE et ED, sans égard aux différences de taille et de topologie de *réseau* des *propriétaires d'installation de transport*, dans toutes les *Interconnexions*. En

outre, cette méthode offre une certaine latitude de jugement dans le processus de désignation des jeux de barres afin d'assurer une répartition suffisante.

La désignation des jeux de barres du BES pour lesquelles des données ECE et ED sont exigées est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leur *réseau*.

Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit réévaluer la liste des jeux de barres du BES au moins toutes les cinq années civiles afin de tenir compte des changements apportés au *réseau*. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour cette liste au fur et à mesure des changements dans le BES ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente.

Étant donné que les équipements raccordés à un jeu de barres du BES peuvent avoir plusieurs propriétaires, la notification prescrite à l'exigence E1 est nécessaire pour que tous les propriétaires concernés soient avisés.

Un délai de notification de 90 jours civils laisse suffisamment de temps au *propriétaire d'installation de transport* pour le processus de désignation et de notification.

Justification de l'exigence E2

Cette exigence oblige à recueillir des données ECE d'état (position ouvert ou fermé) des disjoncteurs susceptibles de couper le courant dans chaque *élément* du BES raccordé à un jeu de barres du BES. Les changements d'état de disjoncteur, horodatés conformément à l'exigence E10 selon un étalon de temps normalisé, constituent les points de repère de départ pour la reconstitution de la chronologie détaillée des événements d'une *perturbation* du *réseau*. Une autre nomenclature de surveillance d'état peut être utilisée pour les dispositifs autres que les disjoncteurs.

Justification de l'exigence E3

Les grandeurs électriques exigées peuvent soit être mesurées directement, soit être calculables à partir des données ED enregistrées (par exemple le courant résiduel ou de neutre si les courants de phase sont mesurés directement). Afin de tenir compte de tous les types de défaut possibles, toutes les tensions phase-neutre de jeu de barres du BES doivent être calculables pour chaque jeu de barres désigné selon l'exigence E1. Les données de tension de jeu de barres sont adéquates pour l'analyse des *perturbations* du *réseau*. Les courants de phase et le courant résiduel sont nécessaires pour distinguer un défaut de phase d'un défaut à la terre, en plus de faciliter par ailleurs la localisation du défaut et l'analyse de la cause du déclenchement du relais. Dans le cas des transformateurs (alinéa 3.2.1), les données peuvent provenir du côté haute tension ou basse tension du transformateur. Les transformateurs élévateurs de groupe de production et les conducteurs qui relient ces transformateurs au *réseau* de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES sont exclus de l'exigence E3, car le courant fourni par un groupe de production à un défaut dans le *réseau* de *transport* sera capté par les données ED du *réseau* de *transport*, et les données ED du *réseau* de *transport* capteront les défauts au point de raccordement du groupe de production.

Les *propriétaires d'installation de production* peuvent mettre en place cette capacité d'enregistrement ou, si les *propriétaires d'installation de transport* disposent déjà de données ED adéquates, conclure une entente avec ceux-ci. Cependant, l'obligation de fournir ces données incombe toujours, en dernier ressort, au *propriétaire d'installation de production*.

Justification de l'exigence E4

Les données de défaut horodatées avant et après déclenchement aident à analyser le fonctionnement du *réseau* électrique et à déterminer si les choses se sont déroulées de la façon prévue. Les défauts dans le *réseau* persistent généralement pendant une courte période ; une longueur totale minimale d'enregistrement de 30 cycles est adéquate. L'alinéa 4.1 admet « un ou plusieurs enregistrements » afin d'autoriser l'emploi d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont synchronisés, peuvent produire des données de défaut adéquates même si elles ne couvrent pas une durée continue de 30 cycles.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle (960 Hz) est nécessaire pour obtenir des données de position sur l'onde permettant de recréer avec exactitude les conditions de défaut.

Justification de l'exigence E5

L'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) sert à recueillir des données pendant et après les *perturbations* dans le BES ; ces données servent à l'analyse d'événement et à la validation du comportement du *réseau*. Les données EPD jouent un rôle essentiel dans l'analyse des *perturbations* étendues, et l'exigence E5 vise à ce que ces données soient recueillies dans une zone suffisamment étendue pour certains *éléments* du BES afin de permettre une analyse d'événement exacte et efficace. L'entité responsable dispose de la meilleure vue d'ensemble sur le réseau, et c'est à elle qu'il incombe de désigner un nombre suffisant d'*éléments* du BES pour la collecte des données EPD. La désignation des *éléments* du BES pour lesquels l'exigence E5 impose de recueillir des données EPD est fondée sur l'expérience de l'industrie en analyse des *perturbations* étendues et sur le besoin de données adéquates pour faciliter l'analyse d'événement. Une collecte adéquate des données pour ces *éléments* du BES améliore nettement la justesse de l'analyse et la compréhension de la cause de l'événement, au-delà de la description de l'événement lui-même.

À partir de son expérience concernant l'influence des changements dans le BES sur la collecte des données EPD, l'équipe de rédaction DMSDT considère qu'un intervalle de cinq années civiles pour la réévaluation de la liste des *éléments* du BES est raisonnable. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour la liste au fur et à mesure des changements dans le BES ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente. Cependant, la norme laisse à l'entité responsable toute liberté de procéder à des réévaluations plus fréquentes pour tenir compte de changements aux *éléments* du BES.

L'entité responsable, dans la norme, est définie comme étant le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité*, selon l'*Interconnexion*, parce que ceux-ci ont la meilleure vue d'ensemble pour déterminer la couverture EPD d'une zone étendue. Le *coordonnateur de la planification* et le *coordonnateur de la fiabilité* assument des fonctions différentes selon les régions du continent ; c'est pourquoi l'entité responsable est définie à la section Applicabilité et que ce terme est employé dans toute la norme.

L'entité responsable doit aviser tous les propriétaires des *éléments* du BES désignés que des données EPD sont exigées en vertu de la norme. L'entité responsable communique à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* uniquement la liste des *éléments* du BES désignés qui sont les siens, et non la liste complète. Cette communication sélective des *éléments* du BES est nécessaire pour que les propriétaires des *éléments* du BES visés soient au courant de leurs responsabilités en vertu de la norme.

L'installation de l'équipement de surveillance incombe aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* visés. Le délai d'installation est indiqué dans le plan de mise en œuvre ; il commence à courir au moment de la notification par l'entité responsable. Les

données de chaque *élément* du BES spécifié par l'entité responsable doivent être fournies ; cependant, ces données peuvent provenir soit de mesures directes, soit de calculs précis. À l'exception des circuits CCHT, les données EPD ne sont exigées que pour un côté ou une borne des *éléments* du BES désignés. Par exemple, les données EPD doivent être fournies pour au moins une borne d'une ligne de transport ou d'un transformateur élévateur de groupe de production, mais non pour les deux bornes. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux entités responsables, chaque entité doit considérer ce point de raccordement de façon indépendante, et les deux devront collaborer pour déterminer comment surveiller les *éléments* du BES pour lesquels des données EPD sont exigées. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux *propriétaires d'installation de transport*, ou entre un *propriétaire d'installation de transport* et un *propriétaire d'installation de production*, l'entité responsable déterminera quelle entité devra fournir les données. L'entité responsable avisera le propriétaire en cause que des données EPD sont exigées pour ses *éléments* du BES.

La section Éclaircissements et commentaires techniques offre de plus amples détails sur la justification technique des différents *éléments* du BES désignés selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 ; la collecte de données EPD pour ces *éléments* facilitera une analyse d'événement approfondie et éclairante en cas de *perturbation* étendue dans le BES. L'alinéa 5.2 vise à assurer une couverture étendue touchant toutes les entités responsables. Le but visé est que chaque entité responsable dispose de données EPD pour un *élément* du BES, plus au moins un *élément* du BES supplémentaire par tranche de 3 000 MW de sa demande de pointe simultanée historique.

Justification de l'exigence E6

Les données EPD servent à mesurer la réponse transitoire à des *perturbations* du *réseau* en régime relativement équilibré après défaut. C'est pourquoi une tension phase-neutre ou une tension de composante directe est suffisante. Les grandeurs électriques exigées peuvent être obtenues par calcul ou par déduction.

Puisque tous les jeux de barres du BES à un même endroit sont à la même fréquence, une seule mesure de fréquence est suffisante.

Les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-2 supposent une configuration de réseau dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Justification de l'exigence E7

Une partie cruciale de l'analyse d'une *perturbation* étendue consiste à bien comprendre la réponse dynamique des ressources de production. Les *propriétaires d'installation de production* doivent donc recueillir, du côté haute ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production, des données EPD comportant les grandeurs électriques prescrites, de manière à décrire adéquatement la réponse du groupe de production. La norme définit en quoi consistent les données EPD exigées, et non comment les obtenir. Les *propriétaires d'installation de production* peuvent mettre en place cette capacité d'enregistrement ou, si les *propriétaires d'installation de transport* disposent déjà de données EPD adéquates, conclure une entente avec ceux-ci. Cependant, l'obligation de fournir ces données incombe toujours, en dernier ressort, au *propriétaire d'installation de production*.

Justification de l'exigence E8

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, ce qui rend essentielles les données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de l'événement.

Certains équipements EPD existants peuvent ne pas produire un enregistrement continu. Afin de permettre l'utilisation de tels équipements s'ils ont été installés avant l'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements sur déclenchement sont admis. Les déclenchements liés à la fréquence sont définis d'après la réponse dynamique associée à chaque *Interconnexion*. Le déclenchement en sous-tension est défini de manière à détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR).

Justification de l'exigence E9

Une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde, qui correspond à 16 points par cycle à l'entrée de l'équipement EPD, assure une précision adéquate pour le calcul de signaux de tension et de fréquence complexes.

Une fréquence d'au moins 30 points par seconde pour l'enregistrement des grandeurs électriques renvoie à la cadence de calcul de l'équipement pour la mesure et l'enregistrement. Un minimum de 30 points par seconde permet de surveiller les oscillations à basse fréquence qui présentent habituellement un intérêt particulier pendant les *perturbations* du réseau.

Justification de l'exigence E10

La synchronisation des données de surveillance des *perturbations* est essentielle pour l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses et dispersées géographiquement. Le temps universel coordonné (UTC) est un étalon de temps reconnu, établi à partir d'horloges atomiques, qui assure des mesures temporelles très précises. Toutes les données doivent être fournies au format de temps UTC, avec ou sans décalage de l'heure locale exprimé par un nombre négatif (différence entre l'heure UTC et celle du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées).

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance. L'équipement qui sert à mesurer les grandeurs électriques doit être synchronisé à ± 2 ms ; cependant, la précision d'application de l'horodatage aux données elles-mêmes n'est pas imposée. Cette latitude s'explique par les délais inhérents à la mesure des grandeurs et des événements électriques (par exemple la fermeture d'un disjoncteur), à la transmission des mesures, aux algorithmes et aux techniques de calcul des mesures, etc. Une précision de ± 2 ms de l'horloge interne des équipements de surveillance suffira pour produire des données synchronisées.

Justification de l'exigence E11

L'analyse d'une *perturbation* dans une zone étendue nécessite des données provenant de nombreux équipements et d'entités diverses. La normalisation du format interne et de la dénomination des fichiers de données permettra d'accélérer grandement l'analyse.

Le délai de 30 jours civils (ou davantage si le demandeur y consent) pour la transmission des données visées par l'alinéa 11.1 représente un préavis raisonnable pour rassembler les données et procéder aux calculs ou aux mises en forme nécessaires, le cas échéant.

Les données doivent être récupérables pour une période de 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de leur enregistrement ; on peut donc compter en tout temps sur des données couvrant une période mobile de 10 jours civils. La demande de données est faite habituellement le jour même ou le lendemain d'un événement majeur pour lequel les données sont requises. Le fait de spécifier une période de 10 jours civils permet de limiter de façon raisonnable l'obligation de stockage des données, ainsi que de clarifier la durée de disponibilité des données sur laquelle l'entité demandeuse peut compter. Le demandeur doit être au fait de la limite de 10 jours imposée par l'alinéa 11.1 ; cette limite est justifiée

par le fait que la conservation des données sur une période plus longue serait à la fois coûteuse et inutile.

Les données ECE doivent être fournies au format CSV avec encodage ASCII selon les indications de l'annexe 2. Si l'équipement ne peut pas produire directement ces données, un programme de conversion simple permettra d'obtenir ce format. Avec un format de données ainsi uniformisé, les outils logiciels pourront bien plus commodément analyser les données ECE relatives à un événement.

L'alinéa 11.4 spécifie que les fichiers de données ED et EPD doivent être au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente. Cette norme est bien établie dans l'industrie. La version C37.111-2013 comporte une annexe qui décrit l'application de cette norme aux données de synchrophaseurs ; cependant, la version C37.111-1999 est d'usage courant dans l'industrie aujourd'hui.

L'alinéa 11.5 exige que la dénomination des fichiers respecte la norme C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, pour les données de surveillance des *perturbations*. Ce format de fichier simplifie l'analyse des perturbations majeures, et comprend des indications critiques comme le décalage de l'heure locale associé à la synchronisation des données.

Justification de l'exigence E12

Tout *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* qui possède des équipements servant à la collecte de données exigées en vertu de la norme doit remédier à toute perte de capacité de ces équipements dans un délai de 90 jours civils afin d'assurer une production de données adéquate pour les analyses d'événement. S'il est impossible de rétablir la surveillance des *perturbations* dans le délai précité (cycle budgétaire, équipes de maintenance, fournisseurs, temps d'indisponibilité nécessaire, etc.), l'entité doit soumettre un *plan d'actions correctives* visant à rétablir la capacité d'enregistrement de données. Le délai fixé dans ce *plan* dépendra de l'entité et du type de données en cause. La limite de 90 jours civils s'applique également dans les cas où la capacité d'enregistrement serait hors service pour cause de maintenance ou d'essais. Une indisponibilité d'un *élément* du BES surveillé n'est pas interprétée comme une perte de capacité de surveillance des *perturbations*.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

La norme PRC-002-2 ne donne pas d'indication sur la manière de recueillir les données de surveillance des *perturbations*, mais spécifie plutôt quelles données du BES on souhaite obtenir. Il existe divers moyens de recueillir les données exigées par la norme PRC-002-2 ; les équipements existants et actuellement proposés permettent de respecter les exigences de la norme. La norme souligne aussi l'importance de maintenir en service les équipements de surveillance des *perturbations* afin d'assurer l'exhaustivité de la saisie des données du BES.

Les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-2 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

La norme PRC-002-2 prescrit quelles données il faut recueillir, sans spécifier la manière de le faire.

Précisions sur l'exigence E1

L'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED) sont importants pour l'analyse, la reconstitution et la déclaration des *perturbations* du *réseau*. Cependant, il n'est pas nécessaire d'avoir des données ECE et ED pour chaque jeu de barres du BES pour réaliser une analyse adéquate ou approfondie d'une *perturbation*. Principaux outils d'analyse d'événement, l'horodatage synchronisé des changements d'état de disjoncteur et l'enregistrement des ondes de tension et de courant de différents circuits permettent de reconstituer avec précision le déroulement de *perturbations* localisées ou étendues.

L'abondance d'une information de qualité est toujours appréciée dans le contexte d'une analyse d'événement. Cependant, une surveillance intégrale de tous les *éléments* du BES n'est ni réaliste ni nécessaire pour une analyse efficace de *perturbations* étendues. Il importe donc de sélectionner judicieusement les jeux de barres du BES à surveiller, en se guidant sur les principes suivants :

1. repérer les jeux de barres du BES avec disjoncteurs situés à des endroits où l'on peut recueillir des données cruciales en cas de besoin ;
2. éviter les chevauchements de surveillance excessifs ;
3. éviter les discontinuités de couverture dans des secteurs critiques ;
4. inclure les *élément* du BES susceptibles de propager une *perturbation* ;
5. ne pas insister pour surveiller un *élément* du BES qui est plus susceptible d'être la victime que la cause d'une *perturbation* ;
6. établir des critères de sélection afin d'assurer une couverture efficace dans différentes régions du continent.

Les principales caractéristiques à prendre en compte dans le processus de sélection sont :

1. le niveau de tension du réseau ;
2. le nombre de lignes de transport raccordées à un poste électrique ;
3. le nombre et la puissance des groupes de production en circuit ;
4. les niveaux de court-circuit disponibles.

Bien qu'il soit assez simple en soi d'établir des critères pour la désignation des jeux de barres du BES, une analyse a été nécessaire afin d'établir un fondement technique solide pour réaliser les objectifs requis.

Pour répondre à ces questions et établir des critères de couverture de données ECE et ED pour les jeux de barres du BES, l'équipe de rédaction DMSDT a formé un sous-groupe d'analyse des valeurs

surveillées, baptisé équipe MVA. L'équipe MVA a recueilli des informations à partir d'une grande variété de *réseaux de transport* dans l'ensemble du continent afin d'analyser les jeux de barres de transport d'après les caractéristiques établies précédemment pour le processus de sélection.

L'équipe MVA a constaté qu'il n'est pas possible d'établir des critères assurant une couverture de données ECE et ED adéquate uniquement d'après des caractéristiques simples et précises, comme le nombre de lignes raccordées à un poste électrique à un niveau de tension particulier ou à un niveau donné de courant de court-circuit. Afin d'obtenir une couverture appropriée, une méthode relativement simple mais efficace pour le choix des jeux de barres pour les données ECE et ED a été mise au point. Cette procédure, présentée à l'annexe 1, aide les entités à respecter l'exigence E1 de la norme.

La méthode de désignation des jeux de barres pour lesquels des données ECE et ED sont exigées pondère plus fortement les jeux de barres dont le niveau de court-circuit est plus élevé. Ce choix s'appuie sur les raisons suivantes :

1. cette méthode est indépendante du niveau de tension ;
2. elle tend à désigner des jeux de barres proches des grands centres de production ;
3. elle tend à désigner des jeux de barres là où une élimination différée peut entraîner des *déclenchements en cascade* ;
4. les jeux de barres désignés par cette méthode sont corrélés directement à l'équation universelle du transit de puissance : une impédance plus faible est associée à des transits de puissance plus importants, d'où un impact plus grand sur le *réseau*.

Pour effectuer les calculs de l'annexe 1, les informations suivantes sont nécessaires et les étapes ci-après (présentées ici sous forme abrégée) sont à suivre pour les *réseaux* comportant plus de 11 jeux de barres du BES dont le niveau de court-circuit triphasé est supérieur à 1 500 MVA.

1. Établir le nombre total de jeux de barres du BES dans le *réseau de transport* à l'étude.
 - a. Seuls des jeux de barres réels de poste sont inclus dans ce nombre.
 - b. Les jeux de barres fictifs créés à des fins de modélisation du réseau sont exclus.
2. Déterminer la puissance de court-circuit triphasé (en MVA) pour chaque jeu de barres.
3. Exclure de la liste les jeux de barres dont la puissance de court-circuit est inférieure à 1 500 MVA.
4. Déterminer la puissance de court-circuit médiane des 11 jeux de barres ayant la puissance la plus élevée (le sixième jeu de barres dans la liste).
5. Multiplier par 20 % la puissance de court-circuit médiane.
6. Réduire la liste de jeux de barres à ceux dont la puissance de court-circuit est supérieure à 20 % de la valeur médiane.
7. Désigner pour la saisie des données ECE et ED les jeux de barres dont la puissance de court-circuit tombe dans la tranche supérieure de 10 % de la liste établie à l'étape 6.
8. Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres qui représentent une tranche supplémentaire de 10 % de la liste, selon le meilleur jugement technique et en tenant compte des considérations suivantes :
 - jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport à d'autres appareils de surveillance des perturbations ;
 - zones sensibles aux variations de tension ;
 - zones de consommation et de production cohérentes ;
 - jeux de barres ayant un nombre de circuits de *transport* incidents relativement élevé ;
 - jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive ;

- installations importantes raccordées à l'extérieur de la zone du *propriétaire d'installation de transport*.

Dans le contexte de l'analyse d'un événement, les données EPD fournissent une information plus intéressante que les données ECE ou ED sur les groupes de production et sur leur réponse aux événements dans le *réseau* avant et après contingence. Les données ECE sur l'ouverture des appareils de coupure principaux de groupe de production (par exemple un disjoncteur de synchronisation) peuvent ne pas indiquer de façon fiable l'heure réelle de la mise hors circuit d'un alternateur ; par exemple, lorsque le déclenchement est causé par un retour d'énergie après la perte de la machine motrice du groupe (par exemple une turbine à gaz ou à vapeur). C'est pourquoi la norme n'exige que des données EPD.

L'intervalle de réévaluation de cinq ans a été déterminé d'après l'expérience des membres de l'équipe de rédaction DMSDT de manière à assurer une prise en compte adéquate des changements de configuration de *réseau* tout en évitant des réévaluations trop fréquentes.

Précisions sur l'exigence E2

L'analyse d'une *perturbation* étendue commence souvent par l'examen des données ECE afin de déterminer le ou les événements déclencheurs puis de suivre la propagation de la *perturbation*. L'enregistrement des manœuvres de disjoncteur aide à déterminer l'interruption du courant dans les lignes ; par ailleurs, les données EPD renseignent mieux sur l'état de charge des groupes de production puisque la charge des groupes peut être essentiellement nulle, sans égard à la position des disjoncteurs. Il est toutefois nécessaire de recueillir les données ECE des disjoncteurs de groupe de production reliés directement à un jeu de barres du BES désigné, car il est important dans une analyse d'événement de savoir quand un défaut à un jeu de barres du BES est éliminé, indépendamment de la charge du groupe de production.

Cette exigence s'applique aussi aux *propriétaires d'installation de production*, car dans certains cas ils possèdent des disjoncteurs raccordés directement au jeu de barres du BES du *propriétaire d'installation de transport*.

Précisions sur l'exigence E3

Les jeux de barres du BES pour lesquels des données ED sont exigées sont désignés selon la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme. Les *éléments* du BES raccordés à ces jeux de barres comprennent :

- les transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est d'au moins 100 kV ;
- les lignes de *transport*.

Des données ED sont exigées seulement pour les *éléments* qui font partie du BES selon la définition la plus récente de la NERC. Par exemple, les lignes radiales ou les transformateurs dont la tension côté basse tension est inférieure à 100 kV ne sont pas visés.

Les données ED doivent être déterminables à partir de chaque borne d'un *élément* du BES raccordé aux jeux de barres du BES visés.

Les transformateurs élévateurs de groupe de production sont exclus de cette exigence, pour les raisons suivantes :

- le courant fourni par un groupe de production en cas de défaut dans le *réseau de transport* sera capté par les données ED du *réseau de transport* ;
- dans le cas d'un défaut dans les lignes de raccordement d'une installation de production, des données de courant de défaut provenant du côté poste de *transport* de ce raccordement sont suffisantes. Le courant de défaut fourni par un groupe de production est facile à calculer au besoin.

L'équipe de rédaction DMSDT, après consultation avec le groupe de travail sur l'analyse des événements de la NERC, a conclu que des données EPD provenant de certains emplacements de groupe de production sont plus importantes pour l'analyse d'événement que les données ED.

Enregistrement des grandeurs électriques

Pour pouvoir analyser efficacement un défaut, il est nécessaire de connaître les valeurs de tous les courants de phase et de neutre et toutes les tensions phase-neutre. À partir de telles données ED, il est possible de déterminer tous les types de défaut. Les données ED apportent aussi un complément utile aux données ECE pour l'évaluation du comportement des disjoncteurs.

Enregistrement des valeurs de courant

Les grandeurs électriques exigées sont normalement obtenues par mesure directe ; certaines peuvent l'être par calcul si les données mesurées sont suffisantes, par exemple les courants résiduels ou de neutre.

Comme un *réseau de transport* est généralement bien équilibré, les courants de phase ayant essentiellement des valeurs semblables et un déphasage de 120 degrés, le courant de neutre (résiduel) est négligeable en conditions normales. En cas de défaut à la terre, le déséquilibre des courants de phase produit un courant résiduel qu'il est possible de mesurer ou de calculer.

Le courant de neutre, aussi appelé courant de terre ou courant résiduel (I_r), correspond à la somme vectorielle des trois courants de phase :

$$I_r = 3 \cdot I_0 = I_A + I_B + I_C$$

I_0 : courant homopolaire

I_A , I_B et I_C : courants de phase (vecteurs)

Un autre exemple de calcul des grandeurs électriques fait appel à la loi de Kirchhoff. Les courants de défaut pour un des *éléments* du BES raccordés à un jeu de barres du BES donné peuvent être obtenus à partir de la somme vectorielle des courants de défaut mesurés aux autres *éléments* du BES raccordés au jeu de barres en question.

Enregistrement des valeurs de tension

Les tensions doivent être enregistrées ou calculées avec précision aux jeux de barres du BES pertinents.

Précisions sur l'exigence E4

Des données de défaut avant et après déclenchement combinées à des données ECE de disjoncteur, le tout synchronisé sur une horloge commune ayant une précision de l'ordre de la milliseconde, aident à déterminer si un *système de protection* a fonctionné comme prévu lors d'un défaut. Généralement, les défauts dans le BES persistent pendant une très brève période d'environ 1 à 30 cycles ; c'est pourquoi un enregistrement de 30 cycles fournit des données adéquates. L'option d'avoir plusieurs enregistrements discontinus permet l'utilisation d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont

synchronisés, produiront des données de défaut adéquates ; ces équipements ne peuvent pas produire des données de défaut dans un même enregistrement de 30 cycles contigus.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle est exigée, ce qui permet d'obtenir un tracé fidèle de l'onde ainsi qu'une résolution de 1 milliseconde pour toute entrée numérique qui pourrait recevoir les données ED.

Des enregistrements de données ED peuvent être déclenchés lorsque la valeur mesurée passe au-dessus ou au-dessous d'un seuil de déclenchement. L'alinéa 4.3.1 spécifie un enregistrement en cas de surintensité dans le neutre (courant résiduel) pour les défauts à la terre ; l'alinéa 4.3.2 spécifie un enregistrement en cas de sous-tension ou de surintensité pour un défaut phase-phase.

Précisions sur l'exigence E5

L'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) est un moyen de surveillance des *perturbations* étendues qui renseigne sur le comportement électromécanique du *réseau* pendant et après les *perturbations* et qui aide à valider le modèle de *réseau*. L'emplacement des équipements EPD découle habituellement d'études stratégiques sur la stabilité angulaire, en fréquence, en tension et en oscillation. Cependant, afin de surveiller adéquatement la réponse dynamique du *réseau* et d'assurer une couverture suffisante du comportement du *réseau*, des données EPD sont exigées pour des *éléments* clés du BES en plus d'une couverture EPD minimale.

Chaque entité responsable (*coordonnateur de la planification* ou *coordonnateur de la fiabilité*) est tenue de désigner un nombre suffisant de points de surveillance EPD, soit au minimum un *élément* du BES plus un *élément* du BES supplémentaire par tranche de 3 000 MW de la demande de pointe simultanée historique. Ces données EPD visent à assurer une couverture adéquate dans l'ensemble d'une *Interconnexion*. Plus précisément, pour tout *élément* clé du BES situé dans la zone de l'entité responsable et pour lequel des données EPD sont exigées, un équipement EPD doit être en place. Si une entité responsable (*coordonnateur de la planification* ou *coordonnateur de la fiabilité*) ne répond pas aux exigences de l'alinéa 5.1, une couverture supplémentaire est spécifiée.

La perte de grandes ressources de production peut mettre en cause la stabilité en fréquence et angulaire pour toutes les *Interconnexions* de l'Amérique du Nord. La collecte des données décrivant la réponse dynamique de ces machines pendant une *perturbation* contribue à l'analyse des *perturbations* étendues. Si l'on dispose de données sur la réponse dynamique des groupes de production aux *perturbations*, on a de bien meilleures chances de comprendre *pourquoi* un événement survient, et non seulement la nature de cet événement. Dans le but d'établir des critères de puissance pour les groupes à surveiller, l'équipe de rédaction DMSDT a obtenu un chiffrier de données indiquant la puissance de chacun des groupes de production nord-américains déclarés en 2013 dans le cadre du programme GADS (Generating Availability Data System) de la NERC. L'équipe de rédaction a analysé ces données afin de déterminer : i) combien de groupes se situaient au-dessus ou au-dessous de certains seuils de puissance ; et ii) la somme globale des puissances des groupes situés entre ces seuils. Des statistiques (moyennes et pourcentages) ont ensuite été produites à partir de ces données. L'équipe de rédaction a dégagé les informations de base suivantes sur les groupes de production pertinents (parc nord-américain actuel, selon les chiffres de 2013) :

- le nombre total de groupes de production présentés dans le chiffrier ;
- le nombre de groupes de production de 20 MW ou plus – leurs propriétaires doivent généralement être inscrits comme *propriétaires d'installation de production* dans le programme de surveillance de la conformité (CMEP) de la NERC ;

- le nombre total de groupes correspondant à certaines tranches de puissance ;
- la somme globale des puissances (en MW) des groupes appartenant à ces tranches.

Les données du chiffrier ne permettaient pas de localiser la centrale qui correspond à chaque groupe de production : l'équipe de rédaction n'a donc pas pu déterminer quels groupes sont situés ensemble dans un même lieu de production ou une même installation.

À partir de cette information, l'équipe de rédaction a pu tenter d'établir des seuils de puissance pour les groupes de production ; ces seuils sont indiqués à l'alinéa 5.1.1. Les ressources de production pour lesquelles des données EPD sont exigées sont les groupes dont la puissance nominale brute est « d'au moins 500 MVA ». Ce seuil de 500 MVA a été retenu parce qu'il représente environ 47 % de la capacité de production dans l'ensemble du territoire de la NERC et il fait en sorte que la collecte de données EPD est nécessaire sur environ 12,5 % seulement des groupes de production. Comme il est mentionné plus haut, les données disponibles n'indiquent pas l'emplacement des groupes ; il a donc été impossible de faire des regroupements par centrale pour en calculer la puissance totale. L'alinéa 5.1.1 vise toutefois les groupes de grande puissance situés dans de grandes centrales électriques et susceptibles de mettre en cause la stabilité du *réseau* en cas de perte de plusieurs groupes importants découlant d'une contingence électrique ou autre. Pour les centrales électriques, des données EPD sont exigées pour chaque groupe d'une puissance nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA. Le seuil de 300 MVA a été fixé d'après le jugement et l'expérience de l'équipe de rédaction ; l'impact différentiel sur le nombre de groupes à surveiller devrait être assez faible. Dans une centrale à cycle combiné où un seul groupe de production a une puissance d'au moins 300 MVA, des données EPD seraient exigées seulement pour ce groupe.

Des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* permanentes sont établies afin de maintenir le *réseau* à l'intérieur de certaines balises de fiabilité et de sécurité. Les limites SOL relatives à la stabilité angulaire ou en tension, en particulier, influent fortement sur la fiabilité et le bon fonctionnement du BES. C'est pourquoi des données EPD sont exigées pour au moins un *élément* du BES lié à chaque SOL.

Le projet de norme exige des données EPD pour « un ou plusieurs *éléments* du BES faisant partie d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ». En effet, tout dépassement de ces limites présente une menace pour la stabilité du *réseau* et pourrait entraîner des déclenchements en cascade. Les limites IROL peuvent être définies par référence à un ou plusieurs *éléments* du BES surveillés ou contingentés. La norme n'impose pas la sélection des *éléments* du BES surveillés ou contingentés ; l'équipe de rédaction estime que ce choix relève plutôt de l'entité responsable de chaque limite IROL en cause, selon la gravité de son dépassement.

Les secteurs soumis à un programme de délestage en sous-tension (DST) sont sujets à des instabilités en tension puisqu'ils correspondent généralement à des zones de forte demande. L'entité responsable (*coordonnateur de la planification* ou *coordonnateur de la fiabilité*) doit reconnaître les zones où un programme de DST est en place et désigner un *élément* du BES dont la surveillance EPD permettra d'enregistrer les délestages ou les instabilités en tension dans le BES. Par exemple, un grand poste électrique à 500 kV ou à 230 kV dans le *réseau* THT, à proximité de la zone de forte demande soumise au programme de DST, serait probablement un lieu électrique approprié pour recueillir des données EPD utiles pour l'analyse après *perturbation* de la réponse de la zone en question à de grandes déviations (de tension, de fréquence, etc.) dans le *réseau*.

Précisions sur l'exigence E6

Les données EPD montrent la réponse transitoire aux *perturbations* du *réseau* après l'élimination d'un défaut, en régime d'exploitation relativement équilibré. Il est donc suffisant de fournir une seule tension phase-neutre ou de composante directe. Il n'est pas exigé de mesurer les trois phases du circuit, bien que cela puisse servir à calculer et à enregistrer la tension de composante directe.

Les jeux de barres pour lesquels une mesure de tension est exigée dépendent de la liste des *éléments* du BES désignés par l'entité responsable (*coordonnateur de la planification* ou *coordonnateur de la fiabilité*) selon l'exigence E5. La norme n'exige pas une mesure de tension distincte pour chaque *élément* du BES s'il existe un point de mesure de tension commun à un jeu de barres. Par exemple, une configuration à disjoncteur et demi ou à double jeu de barres comportant un jeu de barres nord (ou est) et un jeu de barres sud (ou ouest) obligerait à enregistrer la tension aux deux jeux de barres, puisque l'un ou l'autre peut être mis hors service indéfiniment tout en permettant à l'*élément* du BES désigné de rester en service. On peut y parvenir soit en enregistrant séparément les deux tensions de jeu de barres, soit en installant un sélecteur pour relier l'une ou l'autre de ces tensions à une entrée unique de données EPD. Il s'agit en fait d'atténuer le potentiel d'interruption des calculs de fréquence, d'angle de phase, de puissance active et de puissance réactive découlant de la perte d'un point de mesure de tension alors qu'une mesure de tension adéquate est bel et bien disponible dans ces conditions de service.

Il faut souligner que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-2 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Si un enregistrement de courant est nécessaire, il doit porter sur la même phase que l'enregistrement de tension au point de mesure correspondant si une seule tension phase-neutre est fournie. Il est également acceptable d'enregistrer le courant de composante directe.

Pour tous les circuits où l'enregistrement du courant est nécessaire, la *puissance active* et la *puissance réactive* seront enregistrées en valeurs triphasées. Ces enregistrements peuvent être calculés à partir des grandeurs de phase ou de composante directe.

Précisions sur l'exigence E7

Toutes les indications formulées ci-dessus pour l'exigence E6 s'appliquent aussi à l'exigence E7. Puisque les enroulements côté haute tension ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production peuvent être couplés en triangle, l'enregistrement de tension phase-phase est acceptable. Comme il a été expliqué pour l'exigence E6, le BES fonctionne en régime relativement équilibré ; si nécessaire, on peut donc calculer les grandeurs phase-neutre à partir des grandeurs phase-phase.

Soulignons de nouveau que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-2 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Précisions sur l'exigence E8

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, d'où l'importance capitale des données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de la *perturbation*.

Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* doivent avoir des données EPD continues pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E6. Cependant,

l'exigence E8 reconnaît que d'anciens équipements, dépourvus de capacité d'enregistrement continu, peuvent être en place pour certains *éléments* du BES. Dans le cas d'un équipement installé avant la date d'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements EPD sur déclenchement sont acceptables si leur durée est de trois minutes et si au moins un des modes de déclenchement décrits à l'alinéa 8.2 est utilisé :

- Écart par rapport à la fréquence nominale – Sert à détecter les excursions de fréquence (vers le haut ou vers le bas) d'une ampleur jugée substantielle selon la taille de l'*Interconnexion* et son inertie.
- Taux de variation de la fréquence – Sert à détecter les mouvements importants de la fréquence du *réseau* susceptibles d'être causés par de grands changements côté production ou côté charge, voire par des changements dans l'impédance du *réseau*.
- Écart en sous-tension – Permet de détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR). Une sous-tension persistante de 85 % se trouve à l'extérieur des tensions d'exploitation normales et est suffisamment basse pour signaler des conditions de tension anormales dans le BES.

Précisions sur l'exigence E9

Les données EPD décrivent la réponse dynamique du réseau électrique à une perturbation et sont utilisées pour l'analyse d'événements complexes. Ces données servent souvent à capter des *perturbations* brèves ou prolongées, par exemple une excursion de puissance. Comme les mesures pertinentes varient en fonction du temps, les données EPD sont normalement enregistrées sous la forme de valeurs efficaces ou de vecteurs de phase, plutôt que par des points d'échantillonnage comme pour les données ED.

La question de la fréquence d'échantillonnage de l'enregistreur est très importante, pour au moins deux raisons : la sélection du filtre antirepliement et l'exactitude de représentation du signal. La sélection du filtre antirepliement est associée à l'exigence d'une fréquence d'échantillonnage au moins deux fois supérieure à la fréquence maximale du signal échantillonné. De même, l'exactitude de représentation du signal dépend aussi du choix de la fréquence d'échantillonnage : en général, plus cette fréquence est élevée, meilleure est la représentation. Dans les conditions anormales à surveiller (par exemple un défaut ou autre perturbation), le signal d'entrée peut contenir des fréquences comprises entre 0 et 400 Hz ; c'est pourquoi une fréquence d'échantillonnage de 960 points par seconde (16 points par cycle) est jugée adéquate pour le signal d'entrée.

En général, les événements dynamiques à surveiller sont les oscillations interrégionales, les oscillations locales intergroupes, les modes torsionnels d'éolienne, les modes de contrôle CCHT, les modes de contrôle d'excitatrice et les modes torsionnels de turbine à vapeur. Leur fréquence varie entre 0,1 et 20 Hz. Afin de reconstituer ces événements dynamiques, une fréquence d'échantillonnage d'au moins 30 points par seconde est nécessaire.

Précisions sur l'exigence E10

La synchronisation des données de surveillance des perturbations permet l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses dispersées géographiquement. Cette synchronisation doit s'appuyer sur un étalon de temps reconnu universellement. L'étalon retenu est le temps universel coordonné (UTC), norme temporelle internationale établie à partir d'horloges atomiques offrant une précision de l'ordre de la fraction de seconde. Le décalage de l'heure locale,

exprimé par un nombre négatif, représente la différence entre l'heure UTC et l'heure du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées.

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance.

La précision de synchronisation est spécifiée en réponse à la recommandation 12b de la section V (conclusions et recommandations) du rapport final du groupe de travail Canada–États-Unis, *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations* :

« Recommandation 12b : Les propriétaires d'installations doivent, en conformité avec les critères régionaux, mettre à niveau leurs enregistreurs dynamiques existants afin d'établir la synchronisation temporelle par GPS... »

Il est également indiqué, à la page 103 du rapport intérimaire du même groupe de travail, *Interim Report : Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada* :

« L'établissement d'une séquence précise et exacte des événements à l'origine de la panne était essentiel pour les autres volets de l'enquête. Une des principales difficultés rencontrées dans la reconstitution de cette séquence – bien que les données pertinentes à un événement aient été en partie horodatées – tenait au fait que des écarts de méthode d'horodatage existaient entre les diverses sources de données, et que tous les horodatages n'étaient pas synchronisés... »

À partir du rapport SP-6 *Synchronized Event Data Reporting* du NPCC (révision du 31 mars 2005), l'enquête du groupe de travail de rédaction a révélé que le signal d'horodatage des récepteurs GPS existants est caractérisé par une incertitude de l'ordre de la milliseconde, l'incertitude étant un descripteur quantitatif.

Précisions sur l'exigence E11

Cette exigence oblige les entités visées à fournir, à la demande de l'entité responsable, de l'entité régionale ou de la NERC, les données ECE et ED pour les jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et les données EPD pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E5. Afin de faciliter l'analyse des *perturbations* dans le BES, il est important que le demandeur reçoive les données dans un délai raisonnable.

L'alinéa 11.1 de l'exigence E11 fixe à 30 jours civils le délai maximal de transmission des données. Il s'agit d'une période raisonnable pour rassembler les données et les soumettre au demandeur. L'entité peut demander une prolongation du délai de 30 jours ; si le demandeur est d'accord, l'entité doit alors fournir les données dans le délai ainsi prolongé.

L'alinéa 11.2 de l'exigence E11 fixe à 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de l'enregistrement, la période minimale de données récupérables. Compte tenu de la capacité de stockage de données des équipements actuels, une période de stockage de 10 jours civils est réaliste et raisonnable (soulignons que les entités visées doivent tenir compte des délais prévisibles dans la récupération des données, ce qui peut nécessiter une période de stockage de plus de 10 jours). À titre de clarification, supposons qu'un incident survienne le jour 1. Si la demande de données est faite le jour 6, les données devront être fournies au demandeur dans un délai de 30 jours civils après la demande, ou davantage si le demandeur accepte un délai plus long. Par contre, si la demande est faite le jour 11, le délai de conservation des données de 10 jours civils prescrit est dépassé, et l'entité ne serait pas en infraction si elle ne disposait plus des données demandées.

L'alinéa 11.3 de l'exigence E11 impose pour les données ECE un format CSV (valeurs séparées par des virgules) selon les indications de l'annexe 2. Il est nécessaire de normaliser le format des données, car la

production de la séquence détaillée des événements d'une *perturbation* du *réseau* amène à combiner les données de plusieurs entités.

L'alinéa 11.4 de l'exigence E11 impose pour les données ED et EPD le format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, norme d'usage courant dans l'industrie. Il est nécessaire de normaliser le format des données, étant donné les nombreuses sources qui alimentent l'analyse détaillée de la *perturbation* du *réseau*. La plus récente révision de la norme COMTRADE (C37.111-2013) comporte une annexe qui décrit l'application de cette norme aux données de synchrophaseurs.

L'alinéa 11.5 de l'exigence E11 stipule que les fichiers de données ECE, ED et EPD doivent être nommés selon la norme IEEE C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, dont la première version a été approuvée en 2007. La panne générale du 14 août 2003 a donné lieu à la collecte de milliers de fichiers de données d'enregistrement des défauts. Ces fichiers n'obéissant pas à des règles de dénomination communes, il s'est avéré difficile de discerner quels fichiers provenaient de quelle entité et de quels enregistreurs ; ce manque d'uniformité a compliqué grandement la tâche des enquêteurs. Par la suite, dans son rapport initial sur la panne, la NERC a souligné l'importance d'uniformiser la dénomination des fichiers, classant même ce besoin parmi ses dix principales recommandations.

Précisions sur l'exigence E12

Cette exigence demande aux *propriétaires d'installation de transport* ou aux *propriétaires d'installation de production* de veiller en permanence au bon fonctionnement des équipements de collecte de données ECE, ED et EPD pour les jeux de barres du BES et les *éléments* du BES désignés selon les exigences E1 et E5. Les propriétaires doivent rétablir la capacité de ces équipements dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une défaillance. Cette exigence tolère une proportion « raisonnable » de capacité hors service, celle-ci n'entraînant pas une insuffisance de données sur le *réseau*. Par ailleurs, un délai de 90 jours civils est habituellement suffisant pour la réparation ou la maintenance. Cependant, comme il peut y avoir des situations où il est impossible de rétablir la capacité de collecte dans un délai de 90 jours civils, l'exigence stipule que, dans de tels cas, l'entité visée doit soumettre un plan d'actions correctives à l'entité régionale et mettre en œuvre ce plan. Ces mesures sont jugées appropriées pour assurer une collecte de données robuste et adéquate.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Surveillance des perturbations et production des données

2. **Numéro :** PRC-002-2

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Entités fonctionnelles :

Aucune disposition particulière

Installations :

- La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
- Toute référence au terme « BES » doit être remplacée par le terme « RTP ».

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :

Norme PRC-002-2	Date d'entrée en vigueur au Québec
E1 et E5	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 3 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie
E12	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 6 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie
E2, E3, E4, E6, E7, E8, E9, E10 et E11	<p>Pour atteindre 50% de conformité¹</p> <p>La plus tardive des deux dates suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 3 ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie ou • le 1^{er} juillet 2020.
	<p>Pour atteindre 100% de conformité</p> <p>La plus tardive des deux dates suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le premier jour du premier trimestre civil, 5 ans suivant l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie ou • le 1^{er} juillet 2022.

¹ Dans le cas où une entité désigne un seul *élément*, la date applicable est celle pour atteindre 100% de conformité.

B. Exigences et mesures

Disposition particulière pour E1, M1, E2, E3, E10, E11:

Aux fins de l'application de cette norme, le terme « jeux de barres du BES » (« jeux de barres du RTP » selon les dispositions de la section 4 de la présente annexe) fait référence aux jeux de barres désignés selon l'annexe 1 telle que modifiée par la présente annexe. Ce faisant, les exigences et mesure faisant l'objet de la présente disposition particulière s'appliquent aux jeux de barres désignés par l'entité en vertu de l'annexe 1 que ces jeux de barres fassent partie du RTP ou non.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable ~~de la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Disposition particulière pour l'étape 1 :

Lorsque le *propriétaire d'installation de transport* dresse la liste complète des jeux barres du RTP qu'il

Annexe QC-PRC-002-2

Dispositions particulières de la norme PRC-002-2 applicables au Québec

possède, il peut, à sa discrétion, ajouter un ou des jeux de barres non-RTP qu'il possède à sa liste aux fins de l'application de cette norme en autant que chaque jeu de barres non-RTP soit connecté à au moins un *élément* du RTP décrit à l'exigence 3.2.1 ou 3.2.2.

Annexe 2

Aucune disposition particulière

Synthèse des exigences de la norme

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Éclaircissement et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Délestage en sous-fréquence automatique
2. **Numéro :** PRC-006-2
3. **Objet :** Établir les exigences relatives à la conception et à la documentation des programmes de délestage en sous-fréquence (DSF) automatique visant à interrompre la baisse de fréquence, à favoriser le rétablissement de la fréquence à la suite d'un incident de sous-fréquence et à offrir des mesures de dernier recours pour le maintien du réseau.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Coordonnateurs de la planification.*
 - 4.2. Entités DSF, c'est-à-dire des entités propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les *coordonnateurs de la planification*. Ces entités peuvent comprendre un ou plusieurs :
 - 4.2.1 *propriétaires d'installation de transport ;*
 - 4.2.2 *distributeurs.*
 - 4.3. *Propriétaires d'installation de transport* qui possèdent des éléments désignés dans le programme de DSF établi par les *coordonnateurs de la planification*.
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Cette norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.
6. **Contexte :**

La norme PRC-006-2 a été élaborée dans le cadre du projet 2008-02, qui porte sur le délestage en sous-fréquence (DSF). L'équipe de rédaction a révisé la norme PRC-006-1 en tenant compte des dispositions de l'Ordonnance 763 de la FERC, *Automatic Underfrequency Load Shedding and Load Shedding Plans Reliability Standards*, 139 FERC ¶ 61,098 (2012).

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit élaborer et documenter des critères, tenant compte notamment des événements historiques et des études de réseau, en vue de sélectionner les portions du *système de production-transport d'électricité* (BES) susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du BES dans la zone d'entités régionales et de *coordonnateurs de la planification* adjacents.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports ou autres documents) attestant les critères qu'il a élaborés en vue de sélectionner des portions du BES susceptibles de former des îlots, y compris le rôle joué par les événements historiques et les études de réseau dans l'élaboration des critères, selon l'exigence E1.
- E2.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit désigner au moins un îlot qui lui servira de base pour concevoir son programme de DSF, y compris :
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- 2.1.** les îlots sélectionnés en fonction des critères élaborés conformément à l'exigence E1 ;
- 2.2.** toute portion du BES conçue pour se séparer de l'*Interconnexion* (îlotage planifié) à la suite du déclenchement d'un relais ou d'un *automatisme de réseau* ; et
- 2.3.** un îlot unique comprenant toutes les portions du BES situées dans la zone de l'*entité régionale* ou dans l'*Interconnexion* dans laquelle se trouve la zone du *coordonnateur de la planification*. Si la zone d'un *coordonnateur de la planification* se trouve dans plusieurs zones d'*entité régionale*, chacune de ces zones d'*entité régionale* doit être désignée comme un îlot. Les *coordonnateurs de la planification* peuvent modifier d'un commun accord les limites des îlots de sorte qu'elles diffèrent de celles des zones d'*entité régionale* lorsqu'il se révèle nécessaire de le faire à la seule fin de créer des îlots régionaux contigus qui se prêtent mieux aux simulations.
- M2.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels ou autres documents) justifiant le choix du ou des îlots qu'il a désignés comme base pour concevoir son programme de DSF, conformément aux alinéas 2.1 à 2.3 de l'exigence E2.
- E3.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit élaborer un programme de DSF, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, qui satisfait aux critères de performance ci-dessous lors de simulations de conditions de sous-fréquence fondées sur un scénario présentant un taux de déséquilibre $[(\text{charge} - \text{production réelle}) \div (\text{charge})]$ pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés :
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- 3.1.** la fréquence doit demeurer au-dessus de la courbe de performance en sous-fréquence (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ;
- 3.2.** la fréquence doit demeurer au-dessous de la courbe de performance en surfréquence (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ; et

- 3.3.** la valeur V/Hz (volts par hertz) ne doit pas dépasser 1,18 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 2 secondes par événement simulé, et elle ne doit pas dépasser 1,10 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 45 secondes par événement simulé, à chacun des jeux de barres de groupe de production et des jeux de barres côté haute tension de transformateur élévateur de groupe de production associés à chacun des éléments suivants :
- groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) raccordés directement au BES ;
 - centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) raccordées directement au BES ;
 - installations constituées d'au moins un groupe raccordé au BES à un jeu de barres commun et dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute).
- M3.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels, plans ou autres documents) attestant qu'il a élaboré un programme de DSF comprenant la transmission d'un avis informant les entités DSF du calendrier de mise en œuvre, conformément aux alinéas 3.1 à 3.3 de l'exigence E3.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois tous les cinq ans, effectuer et documenter une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2. La simulation doit modéliser chacune des conditions suivantes :
- [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]*
- 4.1.** Réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) qui sont raccordés directement au BES et qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
- 4.2.** Réglages de déclenchement en sous-fréquence des centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) qui sont raccordées directement au BES et qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
- 4.3.** Réglages de déclenchement en sous-fréquence de toute installation constituée d'au moins un groupe raccordé au BES au moyen d'un jeu de barres commun, dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute) et qui se déclenche à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
- 4.4.** Réglages de déclenchement en surfréquence des groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) qui sont raccordés directement au BES et qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).

- 4.5.** Réglages de déclenchement en surfréquence des centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) qui sont raccordées directement au BES et qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
- 4.6.** Réglages de déclenchement en surfréquence de toute installation constituée d'au moins un groupe raccordé au BES au moyen d'un jeu de barres commun, dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute) et qui se déclenche à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
- 4.7.** Toute reprise de *charge* automatique ayant une incidence sur la stabilisation de la fréquence et se produisant dans un délai inférieur à la durée des simulations effectuées dans le cadre de l'évaluation.
- M4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, modèles et résultats de simulation dynamique ou autres documents datés) attestant qu'il a effectué une évaluation de la conception de son programme de DSF, conformément aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4.
- E5.** Chaque *coordonnateur de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie d'un îlot désigné par lui-même ou par un autre *coordonnateur de la planification*, lequel comprend plusieurs autres zones ou portions de zone de *coordonnateur de la planification*, doit coordonner la conception de son programme de DSF avec tous les autres *coordonnateurs de la planification* concernés au moyen de l'une des mesures suivantes :
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- concevoir un programme commun de DSF et élaborer un calendrier de mise en œuvre, conformément à l'exigence E3, avec les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné ;
 - effectuer une évaluation conjointe de la conception du programme de DSF, conformément à l'exigence E4, avec les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné ;
 - effectuer, pour l'îlot désigné, une évaluation indépendante de la conception du programme de DSF, conformément à l'exigence E4, et, si l'évaluation indique que le programme ne répond pas à l'exigence E3, indiquer les modifications qui doivent y être apportées pour le rendre conforme à l'exigence E3 et signaler ces modifications sous la forme de recommandations aux autres *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné ainsi qu'à l'ERO.
- M5.** Chaque *coordonnateur de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie d'un îlot désigné par lui-même ou par un autre *coordonnateur de la planification*, lequel comprend plusieurs autres zones ou portions de zone de *coordonnateur de la planification*, doit conserver des pièces justificatives datées (documents de conception conjointe du programme de DSF, rapports d'évaluation conjointe de la conception du programme de DSF, lettres comprenant des recommandations ou autres documents datés) attestant qu'il a coordonné la conception de son programme de DSF avec tous les autres *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné, conformément à l'exigence E5.

- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit tenir à jour une base de données contenant l'information nécessaire pour modéliser son programme de DSF aux fins de l'analyse d'événements et de l'évaluation de son programme de DSF au moins une fois par année civile, et veiller à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux mises à jour.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- M6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (base de données relative au DSF, demandes de données, formulaires de saisie de données ou autres documents datés) attestant qu'il a tenu à jour une base de données relative au DSF aux fins de l'analyse d'événements et de l'évaluation de son programme de DSF conformément à l'exigence E6 au moins une fois par année civile, et qu'il a veillé à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux mises à jour.
- E7.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir la base de données contenant l'information nécessaire pour modéliser son programme de DSF aux autres *coordonnateurs de la planification* dans son *Interconnexion* dans les 30 jours civils suivant une demande à cet effet.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- M7.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (lettres, notes de service, courriels ou autres documents) attestant qu'il a fourni sa base de données relative au DSF aux autres *coordonnateurs de la planification* dans son *Interconnexion* dans les 30 jours civils suivant la réception d'une demande à cet effet, conformément à l'exigence E7.
- E8.** Chaque entité DSF doit fournir des données à chacun de ses *coordonnateurs de la planification* dans le format et selon le calendrier que chacun d'eux a spécifié pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- M8.** Chaque entité DSF doit conserver des pièces justificatives datées (réponses aux demandes de données, chiffriers, lettres ou autres documents datés) attestant qu'elle a fourni des données à son *coordonnateur de la planification* dans le format et selon le calendrier spécifiés par celui-ci pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF, conformément à l'exigence E8.
- E9.** Chaque entité DSF doit mettre en œuvre le déclenchement automatique de la *charge* selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone de *coordonnateur de la planification* dans laquelle elle possède des actifs.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- M9.** Chaque entité DSF doit conserver des pièces justificatives datées (chiffriers résumant la *charge* d'alimentation protégée par des relais de DSF, chiffriers des réglages des relais de DSF ou autres documents datés) attestant qu'elle a établi un déclenchement automatique selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis, conformément à l'exigence E9.

- E10.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit établir une manœuvre automatique de ses batteries de condensateurs, de ses *lignes de transport* et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension résultant du délestage en sous-fréquence, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis par le *coordonnateur de la planification* de chaque zone de *coordonnateur de la planification* dans laquelle il possède des installations de transport.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- M10.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit conserver des pièces justificatives datées (réglages des relais, schémas logiques de déclenchement ou autres documents datés) attestant qu'il a établi une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses *lignes de transport* et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension résultant du délestage en sous-fréquence, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout *plan d'actions correctives*) établis, conformément à l'exigence E10.
- E11.** Chaque *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF doit, dans un délai d'un an suivant le déclenchement de l'événement, effectuer et documenter une évaluation de l'événement afin de déterminer :
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]
- 11.1.** la performance de l'équipement de DSF ;
- 11.2.** l'efficacité du programme de DSF.
- M11.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, données recueillies à partir d'un événement historique ou autres documents datés) attestant qu'il a effectué une évaluation de l'événement afin de déterminer la performance de l'équipement de DSF et l'efficacité du programme de DSF, conformément à l'exigence E11.
- E12.** Chaque *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage (selon l'exigence E11) doit effectuer et documenter une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes dans un délai de deux ans suivant le déclenchement de l'événement.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]
- M12.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, données recueillies à partir d'un événement historique ou autres documents datés) attestant qu'il a effectué une évaluation de la conception du programme de DSF, conformément aux exigences E4 et E12, si une évaluation effectuée selon l'exigence E11 a révélé que le programme de DSF comportait des lacunes.
- E13.** Chaque *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a touché la zone ou des portions de la zone d'un ou de plusieurs autres *coordonnateurs de la planification* et provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF doit coordonner son évaluation de l'événement (selon l'exigence E11) avec tous les autres *coordonnateurs de la planification* concernés au moyen d'une des mesures suivantes :
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

- effectuer une évaluation conjointe de l'événement, conformément à l'exigence E11, avec les *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par l'îlotage ;
 - effectuer une évaluation indépendante de l'événement, conformément à l'exigence E11, dont les conclusions et les recommandations concordent avec celles des évaluations effectuées par les autres *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par l'îlotage ;
 - effectuer une évaluation indépendante de l'événement, conformément à l'exigence E11, et cerner les différences qui ont mené à des conclusions et à des recommandations différentes de celles des évaluations des autres *coordonnateurs de la planification* dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par l'îlotage, et leur signaler ces différences ainsi qu'à l'ERO.
- M13.** Chaque *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a touché la zone ou des portions de la zone d'un ou de plusieurs autres *coordonnateurs de la planification* et provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF doit conserver des pièces justificatives datées (rapport d'évaluation conjointe, rapports d'évaluation indépendante et lettres décrivant les raisons probables expliquant les différences entre les conclusions et les recommandations ou autres documents datés) attestant qu'il a coordonné son évaluation de l'événement (selon l'exigence E11) avec tous les autres *coordonnateurs de la planification* concernés, conformément à l'exigence E13.
- E14.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit répondre par écrit aux commentaires présentés par écrit par les entités DSF et les *propriétaires d'installation de transport* dans sa zone de coordonnateur de la planification, à la suite d'une période de consultation et avant de parachever son programme de DSF, en indiquant si des changements sont prévus ou, dans le cas contraire, en précisant les raisons pour lesquelles aucun changement n'est prévu, en ce qui concerne les éléments ci-dessous :
- [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme] :
- 14.1.** programme de DSF (y compris un calendrier de mise en œuvre) ;
 - 14.2.** évaluation de la conception du programme de DSF ;
 - 14.3.** format et calendrier pour la présentation des données sur le DSF.
- M14.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (courriels, lettres, etc.) attestant qu'il a répondu aux commentaires présentés par écrit par les entités DSF et les *propriétaires d'installation de transport* dans sa zone de coordonnateur de la planification, à la suite d'une période de consultation et avant de parachever son programme de DSF, conformément à l'exigence E14.
- E15.** Chaque *coordonnateur de la planification* qui effectue une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12 et qui détermine que ce programme ne satisfait pas aux critères de performance de l'exigence E3 doit élaborer un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone.
- [Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- 15.1.** Dans le cas d'une évaluation effectuée selon les exigences E4 ou E5, le plan d'actions correctives doit être élaboré dans le délai de cinq ans prescrit à l'exigence E4.

15.2. Dans le cas d'une évaluation effectuée selon l'exigence E12, le plan d'actions correctives doit être élaboré dans le délai de deux ans prescrit à l'exigence E12.

M15. Chaque *coordonnateur de la planification* qui effectue une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12 et qui détermine que ce programme ne satisfait pas aux critères de performance de l'exigence E3 doit détenir un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, élaborés dans le délai prescrit à l'alinéa 15.1 ou 15.2, selon le cas.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~Responsable de la surveillance de l'application des normes~~ Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance et application de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Chaque *coordonnateur de la planification* et entité DSF doit conserver les données et les pièces justificatives attestant la conformité selon les modalités ci-dessous, sauf si le CEA responsable des mesures pour assurer la conformité lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certains pièces justificatives plus longtemps :

- Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives courantes pour les exigences E1, E2, E3, E4, E5, E12, E14 et E15, et pour les mesures M1, M2, M3, M4, M5, M12, M14 et M15, ainsi que toute pièce justificative nécessaire pour attester la conformité depuis le dernier audit de conformité.
- Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives courantes attestant la mise à jour de la base de données relative au DSF conformément à l'exigence E6 et à la mesure M6, ainsi que les pièces justificatives attestant la mise à jour de la base de données de l'année précédente.
- Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives attestant la transmission de la base de données relative au DSF à tout autre *coordonnateur de la planification*, conformément à l'exigence E7 et à la mesure M7, depuis le dernier audit de conformité.
- Chaque entité DSF doit conserver les pièces justificatives attestant qu'elle a transmis des données sur le DSF aux *coordonnateurs de la planification*, conformément à l'exigence E8 et à la mesure M8, depuis le dernier audit de conformité.
- Chaque entité DSF doit conserver les pièces justificatives courantes attestant le respect du programme de DSF conformément à l'exigence E9 et à la mesure M9, et le respect du programme depuis le dernier audit de conformité.
- Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les pièces justificatives courantes attestant le respect du programme de DSF conformément à l'exigence E10 et à la mesure M10, et le respect du programme depuis le dernier audit de conformité.
- Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives pour les exigences E11 et E13 ainsi que pour les mesures M11 et M13 pendant une période de six années civiles.

Si un *coordonnateur de la planification* ou une entité DSF est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée précédemment, selon la durée la plus longue.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent, ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité :

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré et documenté des critères pour sélectionner les portions du BES susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du BES dans la zone d'entités régionales et de <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents, mais il a omis de tenir compte des événements historiques.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré et documenté des critères pour sélectionner les portions du BES susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du BES dans la zone d'entités régionales et de <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents, mais il a omis de tenir compte des études de réseau.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré et documenté des critères pour sélectionner les portions du BES susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du BES dans la zone d'entités régionales et de <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents, mais il a omis de tenir compte des événements historiques et des études de réseau.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'élaborer et de documenter des critères pour sélectionner les portions du BES susceptibles de former des îlots, y compris des portions interconnectées du BES dans la zone d'entités régionales et de <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents.</p>

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	S. O.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a désigné au moins un îlot comme base pour concevoir son programme de DSF, mais il a omis d'inclure un des éléments énoncés aux alinéas 2.1, 2.2 et 2.3 de l'exigence E2.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a désigné au moins un îlot comme base pour concevoir son programme de DSF, mais il a omis d'inclure deux des éléments énoncés aux alinéas 2.1, 2.2 et 2.3 de l'exigence E2.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a désigné au moins un îlot comme base pour concevoir son programme de DSF, mais il n'a inclus aucun des éléments énoncés aux alinéas 2.1, 2.2 et 2.3 de l'exigence E2. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de désigner au moins un îlot comme base pour concevoir son programme de DSF.

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	S. O.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, pour un taux de déséquilibre $[(\text{charge} - \text{production réelle}) \div (\text{charge})]$ pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés, mais ce programme n'a pas satisfait à un des critères de performance des alinéas 3.1, 3.2 et 3.3 de l'exigence E3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, pour un taux de déséquilibre $[(\text{charge} - \text{production réelle}) \div (\text{charge})]$ pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés, mais ce programme n'a pas satisfait à deux des critères de performance des alinéas 3.1, 3.2 et 3.3 de l'exigence E3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, pour un taux de déséquilibre $[(\text{charge} - \text{production réelle}) \div (\text{charge})]$ pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés, mais ce programme n'a satisfait à aucun des critères de performance des alinéas 3.1, 3.2 et 3.3 de l'exigence E3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'élaborer un programme de DSF comprenant un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone.</p>

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2, mais la simulation a omis un des éléments énoncés aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2, mais la simulation a omis deux des éléments énoncés aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2, mais la simulation a omis trois des éléments énoncés aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3, mais la simulation a omis au moins quatre des éléments énoncés aux alinéas 4.1 à 4.7 de l'exigence E4.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'effectuer et de documenter au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence E3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2.</p>
E5	S. O.	S. O.	S. O.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> dont la zone ou des portions de la zone font partie d'un îlot désigné par lui-même ou par un autre <i>coordonnateur de la planification</i>, lequel comprend plusieurs autres zones ou portions de zone de <i>coordonnateur de la planification</i>, a omis de coordonner la conception de son programme de DSF au moyen d'une des mesures énoncées à l'exigence E5.</p>

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas tenu à jour une base de données relative au DSF aux fins de l'analyse d'événements et de l'évaluation de son programme de DSF au moins une fois par année civile, et il n'a pas veillé à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux mises à jour.
E7	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni sa base de données relative au DSF à d'autres <i>coordonnateurs de la planification</i> plus de 30 jours civils et au plus 40 jours civils suivant une demande à cet effet.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni sa base de données relative au DSF à d'autres <i>coordonnateurs de la planification</i> plus de 40 jours civils et au plus 50 jours civils suivant une demande à cet effet.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni sa base de données relative au DSF à d'autres <i>coordonnateurs de la planification</i> plus de 50 jours civils et au plus 60 jours civils suivant une demande à cet effet.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a fourni sa base de données relative au DSF à d'autres <i>coordonnateurs de la planification</i> plus de 60 jours civils suivant une demande à cet effet. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas fourni sa base de données relative au DSF à d'autres <i>coordonnateurs de la planification</i> .

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E8	L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses <i>coordonnateurs de la planification</i> pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF avec un retard d'au plus 10 jours civils par rapport au délai spécifié par chacun d'entre eux.	L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses <i>coordonnateurs de la planification</i> pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 15 jours civils par rapport au délai spécifié par chacun d'entre eux. OU L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses <i>coordonnateurs de la planification</i> pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF, mais ces données n'étaient pas présentées dans le format spécifié par chacun.	L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses <i>coordonnateurs de la planification</i> pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 20 jours civils par rapport au délai spécifié par chacun d'entre eux.	L'entité DSF a fourni des données à chacun de ses <i>coordonnateurs de la planification</i> pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF avec un retard de plus de 20 jours civils par rapport au délai spécifié par chacun d'entre eux. OU L'entité DSF n'a pas fourni des données à chacun de ses <i>coordonnateurs de la planification</i> pour la mise à jour de sa base de données relative au DSF.
E9	L'entité DSF a établi dans moins de 100 % et au moins 95 % des cas un déclenchement automatique selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout <i>plan d'actions correctives</i>) établis par le <i>coordonnateur de la planification</i> de chaque zone dans laquelle elle possède des actifs.	L'entité DSF a établi dans moins de 95 % et au moins 90 % des cas un déclenchement automatique selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout <i>plan d'actions correctives</i>) établis par le <i>coordonnateur de la planification</i> de chaque zone dans laquelle elle possède des actifs.	L'entité DSF a établi dans moins de 90 % et au moins 85 % des cas un déclenchement automatique selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout <i>plan d'actions correctives</i>) établis par le <i>coordonnateur de la planification</i> de chaque zone dans laquelle elle possède des actifs.	L'entité DSF a établi dans moins de 85 % des cas un déclenchement automatique selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout <i>plan d'actions correctives</i>) établis par le <i>coordonnateur de la planification</i> de chaque zone dans laquelle elle possède des actifs.

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E10	Le propriétaire d'installation de transport a établi dans moins de 100 % et au moins 95 % des cas une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses <i>lignes de transport</i> et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout <i>plan d'actions correctives</i>) établis par le <i>coordonnateur de la planification</i> de chaque zone dans laquelle il possède des installations de transport.	Le propriétaire d'installation de transport a établi dans moins de 95 % et au moins 90 % des cas une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses <i>lignes de transport</i> et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout <i>plan d'actions correctives</i>) établis par le <i>coordonnateur de la planification</i> de chaque zone dans laquelle il possède des installations de transport.	Le propriétaire d'installation de transport a établi dans moins de 90 % et au moins 85 % des cas une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses lignes de transport et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout <i>plan d'actions correctives</i>) établis par le <i>coordonnateur de la planification</i> de chaque zone dans laquelle il possède des installations de transport.	Le propriétaire d'installation de transport a établi dans moins de 85 % des cas une commutation automatique de ses batteries de condensateurs, de ses lignes de transport et de ses inductances en exploitation afin de limiter la surtension, selon le programme de DSF et le calendrier de mise en œuvre (y compris tout <i>plan d'actions correctives</i>) établis par le <i>coordonnateur de la planification</i> de chaque zone dans laquelle il possède des installations de transport.

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E11	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement, afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11, dans un délai de plus d'un an et d'au plus 13 mois après le déclenchement de l'événement.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement, afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11, dans un délai de plus de 13 mois et d'au plus 14 mois après le déclenchement de l'événement.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement, afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11, dans un délai de plus de 14 mois et d'au plus 15 mois après le déclenchement de l'événement.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement dans un délai d'un an après son déclenchement, mais il a omis de déterminer un des éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement, afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11, dans un délai de plus de 15 mois après le déclenchement de l'événement.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a omis d'effectuer et de documenter une évaluation de l'événement afin de déterminer les éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a effectué et documenté une évaluation de l'événement dans un délai d'un an après son déclenchement, mais il n'a déterminé aucun des éléments énoncés aux alinéas 11.1 et 11.2 de l'exigence E11.</p>

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E12	S. O.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF en vertu de l'exigence E11 a effectué et documenté une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de deux ans et d'au plus 25 mois suivant le déclenchement de l'événement.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF en vertu de l'exigence E11 a effectué et documenté une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de 25 mois et d'au plus 26 mois suivant le déclenchement de l'événement.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF en vertu de l'exigence E11 a effectué et documenté une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de 26 mois suivant le déclenchement de l'événement. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF en vertu de l'exigence E11 a omis d'effectuer et de documenter une évaluation de la conception de son programme de DSF afin de tenir compte de ces lacunes.
E13	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a touché la zone ou des portions de la zone d'un ou plusieurs autres <i>coordonnateurs de planification</i> et provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a omis de coordonner son évaluation de l'événement avec tous les <i>coordonnateurs de la planification</i> concernés au moyen d'une des mesures énoncées à l'exigence E13.

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E14	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de répondre aux commentaires présentés par écrit par les entités DSF et les <i>propriétaires d'installation de transport</i> dans sa zone, à la suite d'une période de consultation et avant de parachever son programme de DSF, en indiquant si des changements étaient prévus ou, dans le cas contraire, en précisant les raisons pour lesquelles aucun changement n'était prévu, en ce qui concerne les éléments énoncés aux alinéas 14.1 à 14.3 de l'exigence E14.

	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E15	S. O.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a déterminé, lors d'une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12, que ce programme ne satisfaisait pas aux critères de performance de l'exigence E3, et a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, mais avec un retard d'au plus 1 mois par rapport au délai prescrit.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a déterminé, lors d'une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12, que ce programme ne satisfaisait pas aux critères de performance de l'exigence E3, et a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, mais avec un retard de plus de 1 mois et d'au plus 2 mois par rapport au délai prescrit.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a déterminé, lors d'une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12, que ce programme ne satisfaisait pas aux critères de performance de l'exigence E3, mais n'a pas élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a déterminé, lors d'une évaluation de la conception du programme de DSF selon l'exigence E4, E5 ou E12, que ce programme ne satisfaisait pas aux critères de performance de l'exigence E3, et a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, mais avec un retard de plus de 2 mois par rapport au délai prescrit.</p>

D. Différences régionales

D.A. Différences régionales pour l'Interconnexion du Québec

Les dispositions énoncées ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'Interconnexion du Québec et remplacent dans leur intégralité les exigences E3 et E4 ainsi que les niveaux de gravité de la non-conformité correspondants.

- D.A.3.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit élaborer un programme de DSF, comprenant un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone, qui satisfait aux critères de performance ci-dessous lors de simulations de conditions de sous-fréquence fondées sur un scénario présentant un taux de déséquilibre [(charge – production réelle) ÷ (charge)] pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés :
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- D.A.3.1.** la fréquence doit demeurer au-dessus de la courbe de performance en sous-fréquence (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006-2) durant 30 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ;
- D.A.3.2.** la fréquence doit demeurer au-dessous de la courbe de performance en surfréquence (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006-2) durant 30 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ; et
- D.A.3.3.** la valeur V/Hz (volts par hertz) ne doit pas dépasser 1,18 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 2 secondes par événement simulé, et elle ne doit pas dépasser 1,10 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 45 secondes par événement simulé, à chacun des jeux de barres de groupe de production et des jeux de barres côté haute tension de transformateur élévateur de groupe de production associés à chacun des éléments suivants :
- D.A.3.3.1.** groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 50 MVA (valeur nominale brute) raccordés directement au BES ;
- D.A.3.3.2.** centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 50 MVA (valeur nominale globale brute) raccordées directement au BES ;
- D.A.3.3.3.** installations constituées d'au moins un groupe raccordé au BES à un jeu de barres commun et dont la puissance totale est supérieure à 50 MVA (valeur nominale brute).
- M.D.A.3.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels, plans ou autres documents) attestant qu'il a élaboré un programme de DSF comprenant la communication d'un avis informant les entités DSF du calendrier de mise en œuvre, conformément aux alinéas D.A.3.1 à D.A.3.3 de l'exigence D.A.3.
- D.A.4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois tous les cinq ans, effectuer et documenter une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2. La simulation doit modéliser chacune des conditions suivantes :

[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- D.A.4.1** Réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production individuels faisant partie de centrales ou d'installations d'une puissance individuelle ou cumulative d'au moins 50 MVA (valeur nominale brute) et raccordés directement au BES qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006-2).
 - D.A.4.2** Réglages de déclenchement en surfréquence des groupes de production individuels faisant partie de centrales ou d'installations d'une puissance individuelle ou cumulative d'au moins 50 MVA (valeur nominale brute) et raccordés directement au BES qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006-2).
 - D.A.4.3** Toute reprise de *charge* automatique ayant une incidence sur la stabilisation de la fréquence et se produisant dans un délai inférieur à la durée des simulations effectuées dans le cadre de l'évaluation.
- M.D.A.4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, modèles et résultats de simulation dynamique ou autres documents datés) attestant qu'il a effectué l'évaluation de la conception de son programme de DSF, conformément aux alinéas D.A.4.1 à D.A.4.3 de l'exigence D.A.4.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.A.3	S. O.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF comprenant un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone, mais ce programme n’a pas satisfait à un des critères de performance des alinéas D.A.3.1, D.A.3.2 ou D.A.3.3, lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF comprenant un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone, mais ce programme n’a pas satisfait à deux des critères de performance des alinéas D.A.3.1, D.A.3.2 ou D.A.3.3, lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF comprenant un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone, mais ce programme n’a satisfait à aucun des critères de performance des alinéas D.A.3.1, D.A.3.2 et D.A.3.3, lors de simulations de conditions de sous-fréquence. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d’élaborer un programme de DSF.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.A.4	S. O.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3, mais la simulation ne comprenait pas un des éléments énoncés aux alinéas D.A.4.1, D.A.4.2 ou D.A.4.3.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3, mais la simulation ne comprenait pas deux des éléments énoncés aux alinéas D.A.4.1, D.A.4.2 ou D.A.4.3.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3, mais la simulation ne comprenait aucun des éléments énoncés aux alinéas D.A.4.1, D.A.4.2 et D.A.4.3.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'effectuer et de documenter au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence D.A.3.</p>

D.B. Différences régionales pour le Western Electricity Coordinating Council

Les dispositions énoncées ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'*Interconnexion* du Western Electricity Coordinating Council (WECC) et remplacent dans leur intégralité les exigences E1, E2, E3, E4, E5, E11, E12 et E13.

D.B.1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit participer à un examen régional conjoint, avec les autres *coordonnateurs de la planification* de la zone d'*entité régionale* du WECC, visant à élaborer et à documenter des critères, tenant compte notamment des événements historiques et des études de réseau, en vue de sélectionner les portions du *système de production-transport d'électricité* (BES) susceptibles de former des îlots.
[Facteur de risque (VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M.D.B.1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports ou autres documents) attestant les critères élaborés dans le cadre de l'examen régional conjoint, avec les autres *coordonnateurs de la planification* de la zone d'*entité régionale* du WECC, en vue de sélectionner des portions du BES susceptibles de former des îlots, y compris le rôle joué par les événements historiques et les études de réseau dans l'élaboration des critères, selon l'exigence D.B.1.

D.B.2. Chaque *coordonnateur de la planification* doit désigner au moins un îlot, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional prescrit à l'exigence D.B.1, qui servira de base pour concevoir un programme de DSF régional coordonné, y compris :
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

D.B.2.1. les îlots sélectionnés en fonction des critères élaborés conformément à l'exigence D.B.1 ;

D.B.2.2. toute portion du BES conçue pour se séparer de l'*Interconnexion* (îlotage planifié) à la suite du déclenchement d'un relais ou d'un *automatisme de réseau*.

M.D.B.2. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels ou autres documents) justifiant le choix du ou des îlots qu'il a désignés, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional prescrit à l'exigence D.B.1, comme base pour concevoir un programme de DSF régional coordonné, conformément aux alinéas D.B.2.1 et D.B.2.2 de l'exigence D.B.2.

D.B.3. Chaque *coordonnateur de la planification* doit adopter un programme de DSF, coordonné dans toute la zone d'*entité régionale* du WECC, comprenant la transmission d'un avis aux entités DSF dans sa zone, ainsi qu'un calendrier de mise en œuvre par ces entités, qui satisfait aux critères de performance ci-dessous lors de simulations de conditions de sous-fréquence fondées sur un scénario présentant un taux de déséquilibre $[(\text{charge} - \text{production réelle}) \div (\text{charge})]$ pouvant atteindre 25 % dans les îlots désignés.

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

D.B.3.1. la fréquence doit demeurer au-dessus de la courbe de performance en sous-fréquence (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ;

- D.B.3.2.** la fréquence doit demeurer au-dessous de la courbe de performance en surfréquence (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2) durant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,3 et 60,7 Hz ; et
- D.B.3.3.** la valeur V/Hz (volts par hertz) ne doit pas dépasser 1,18 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 2 secondes par événement simulé, et elle ne doit pas dépasser 1,10 p.u. pendant plus d'une période cumulée de 45 secondes par événement simulé, à chacun des jeux de barres de groupe de production et des jeux de barres côté haute tension de transformateur élévateur de groupe de production associés à chacun des éléments suivants :
 - D.B.3.3.1.** groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) raccordés directement au BES ;
 - D.B.3.3.2.** centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) raccordées directement au BES ;
 - D.B.3.3.3.** installations constituées d'au moins un groupe raccordé au BES à un jeu de barres commun et dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute).
- M.D.B.3.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives (rapports, notes de service, courriels, plans ou autres documents) attestant qu'il a adopté un programme de DSF, coordonné dans toute la zone d'*entité régionale* du WECC, comprenant la communication d'un avis informant les entités DSF du calendrier de mise en œuvre, conformément aux alinéas D.B.3.1 à D.B.3.3 de l'exigence D.B.3.
- D.B.4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois tous les cinq ans, participer, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* de la zone d'*entité régionale* du WECC au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2. La simulation doit modéliser chacune des conditions suivantes :

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

 - D.B.4.1.** Réglages de déclenchement en sous-fréquence des groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) qui sont raccordés directement au BES et qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
 - D.B.4.2.** Réglages de déclenchement en sous-fréquence des centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) qui sont raccordées directement au BES et qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
 - D.B.4.3.** Réglages de déclenchement en sous-fréquence de toute installation constituée d'au moins un groupe raccordé au BES au moyen d'un jeu de barres commun, dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur

nominale brute) et qui se déclenche à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).

- D.B.4.4.** Réglages de déclenchement en surfréquence des groupes de production individuels d'une puissance supérieure à 20 MVA (valeur nominale brute) qui sont raccordés directement au BES et qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
 - D.B.4.5.** Réglages de déclenchement en surfréquence des centrales ou installations de production d'une puissance supérieure à 75 MVA (valeur nominale globale brute) qui sont raccordées directement au BES et qui se déclenchent à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
 - D.B.4.6.** Réglages de déclenchement en surfréquence de toute installation constituée d'au moins un groupe raccordé au BES au moyen d'un jeu de barres commun, dont la puissance totale est supérieure à 75 MVA (valeur nominale brute) et qui se déclenche à une valeur inférieure à la courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-006-2).
 - D.B.4.7.** Toute reprise de charge automatique ayant une incidence sur la stabilisation de la fréquence et se produisant dans un délai inférieur à la durée des simulations effectuées dans le cadre de l'évaluation.
- M.D.B.4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, modèles et résultats de simulation dynamique ou autres documents datés) attestant qu'il a participé à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* de la zone d'entité régionale du WECC, conformément aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4.
- D.B.11.** Chaque *coordonnateur de la planification* responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF doit, dans un délai d'un an suivant le déclenchement de l'événement, participer, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les *coordonnateurs de la planification* concernés afin de déterminer :
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]
- D.B.11.1.** la performance de l'équipement de DSF ;
 - D.B.11.2** l'efficacité du programme de DSF.
- M.D.B.11.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, données recueillies à partir d'un événement historique ou autres documents datés) attestant qu'il a participé à une évaluation coordonnée de l'événement afin de déterminer la performance de l'équipement de DSF et l'efficacité du programme de DSF, conformément à l'exigence D.B.11.

D.B.12. Chaque *coordonnateur de la planification* ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 doit participer, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres *coordonnateurs de la planification* de la zone d'entité régionale du WECC afin de tenir compte de ces lacunes dans un délai de deux ans suivant le déclenchement de l'événement.

[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]

M.D.B.12. Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver des pièces justificatives datées (rapports, données recueillies à partir d'un événement historique ou autres documents datés) attestant qu'il a participé à une évaluation de la conception du programme de DSF, conformément aux exigences D.B.4 et D.B.12, si une évaluation effectuée selon l'exigence D.B.11 a révélé que le programme de DSF comportait des lacunes.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.B.1	S. O.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a participé à un examen régional conjoint, avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d'<i>entité régionale</i> du WECC, qui a permis d'élaborer et de documenter des critères, mais sans tenir compte des événements historiques, en vue de sélectionner les portions du BES, y compris des portions interconnectées du BES dans la zone de <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents, susceptibles de former des îlots.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a participé à un examen régional conjoint, avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d'<i>entité régionale</i> du WECC, qui a permis d'élaborer et de documenter des critères, mais sans tenir compte des études de réseau, en vue de sélectionner les portions du BES, y compris des portions interconnectées du BES dans la zone de <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents, susceptibles de former des îlots.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a participé à un examen régional conjoint, avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d'<i>entité régionale</i> du WECC, qui a permis d'élaborer et de documenter des critères, mais sans tenir compte des événements historiques ni des études de réseau, en vue de sélectionner les portions du BES, y compris des portions interconnectées du BES dans la zone de <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents, susceptibles de former des îlots.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas participé à un examen régional conjoint, avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d'<i>entité régionale</i> du WECC, visant à élaborer et à documenter des critères en vue de sélectionner les portions du BES, y compris des portions interconnectées du BES dans la zone de <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents, susceptibles de former des îlots.</p>

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.B.2	S. O.	S. O.	Le coordonnateur de la planification a désigné au moins un îlot, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional, qui servira de base pour concevoir son programme de DSF, mais a omis un des éléments décrits aux alinéas D.B.2.1 et D.B.2.2 de l'exigence D.B.2.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a désigné au moins un îlot, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional, qui servira de base pour concevoir son programme de DSF, mais a omis l'ensemble des éléments décrits aux alinéas D.B.2.1 et D.B.2.2 de l'exigence D.B.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas désigné d'îlot, à partir des critères élaborés dans le cadre de l'examen régional, qui servirait de base pour concevoir son programme de DSF.</p>

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.B.3	S. O.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a adopté un programme de DSF, coordonné dans toute la zone d' <i>entité régionale</i> du WECC, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, mais n'a pas satisfait à un des critères de performance des alinéas D.B.3.1, D.B.3.2 et D.B.3.3 de l'exigence D.B.3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a adopté un programme de DSF, coordonné dans toute la zone d' <i>entité régionale</i> du WECC, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, mais n'a pas satisfait à deux des critères de performance des alinéas D.B.3.1, D.B.3.2 et D.B.3.3 de l'exigence D.B.3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a adopté un programme de DSF, coordonné dans toute la zone d' <i>entité régionale</i> du WECC, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, mais n'a satisfait à aucun des critères de performance des alinéas D.B.3.1, D.B.3.2 et D.B.3.3 de l'exigence D.B.3 lors de simulations de conditions de sous-fréquence. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas adopté de programme de DSF, coordonné dans toute la zone d' <i>entité régionale</i> du WECC, comprenant un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone.
D.B.4	Le <i>coordonnateur de la planification</i> , au moins une fois tous les cinq ans, a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d' <i>entité régionale</i> du WECC au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de	Le <i>coordonnateur de la planification</i> , au moins une fois tous les cinq ans, a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d' <i>entité régionale</i> du WECC au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de	Le <i>coordonnateur de la planification</i> , au moins une fois tous les cinq ans, a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d' <i>entité régionale</i> du WECC au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de	Le <i>coordonnateur de la planification</i> , au moins une fois tous les cinq ans, a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d' <i>entité régionale</i> du WECC au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
	performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2, mais la simulation a omis de modéliser une des conditions spécifiées aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4.	performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2, mais la simulation a omis de modéliser deux des conditions spécifiées aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4.	performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2, mais la simulation a omis de modéliser trois des conditions spécifiées aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4.	performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2, mais la simulation a omis de modéliser quatre des conditions spécifiées aux alinéas D.B.4.1 à D.B.4.7 de l'exigence D.B.4. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> , au moins une fois tous les cinq ans, n'a pas participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d' <i>entité régionale</i> du WECC au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.B.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence D.B.2.
D.B.11	Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les <i>coordonnateurs de la planification</i> dont la zone ou des portions de la	Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les <i>coordonnateurs de la planification</i> dont la zone ou des portions de la	Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les <i>coordonnateurs de la planification</i> dont la zone ou des portions de la	Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les <i>coordonnateurs de la planification</i> dont la zone ou des portions de la

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
	<p>zone ont été touchées par le même îlotage et a déterminé les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11, dans un délai de plus d'un an et d'au plus 13 mois suivant le déclenchement de l'événement.</p>	<p>zone ont été touchées par le même îlotage et a déterminé les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11, dans un délai de plus de 13 mois et d'au plus 14 mois suivant le déclenchement de l'événement.</p>	<p>zone ont été touchées par le même îlotage et a déterminé les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11, dans un délai de plus de 14 mois et d'au plus 15 mois suivant le déclenchement de l'événement.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les <i>coordonnateurs de la planification</i> dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage, en respectant le délai d'un an, mais a omis de déterminer un des éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11.</p>	<p>zone ont été touchées par le même îlotage et a déterminé les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11, dans un délai de plus de 15 mois suivant le déclenchement de l'événement.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF n'a pas participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les <i>coordonnateurs de la planification</i> dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage visant à déterminer les éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de l'événement avec tous les</p>

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
				<i>coordonnateurs de la planification</i> dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par le même îlotage, en respectant le délai d'un an, mais n'a déterminé aucun des deux éléments spécifiés aux alinéas D.B.11.1 et D.B.11.2 de l'exigence D.B.11.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.B.12	S. O.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d'<i>entité régionale</i> du WECC afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de deux ans et d'au plus 25 mois suivant le déclenchement de l'événement.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d'<i>entité régionale</i> du WECC afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de 25 mois ans et d'au plus 26 mois suivant le déclenchement de l'événement.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 a participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d'<i>entité régionale</i> du WECC afin de tenir compte de ces lacunes, dans un délai de plus de 26 mois suivant le déclenchement de l'événement.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> ayant constaté des lacunes dans son programme de DSF à la suite de l'évaluation d'un îlotage selon l'exigence D.B.11 n'a pas participé, en la documentant, à une évaluation coordonnée de la conception du programme de DSF avec les autres <i>coordonnateurs de la planification</i> de la zone d'<i>entité régionale</i> WECC afin de tenir compte de ces lacunes.</p>

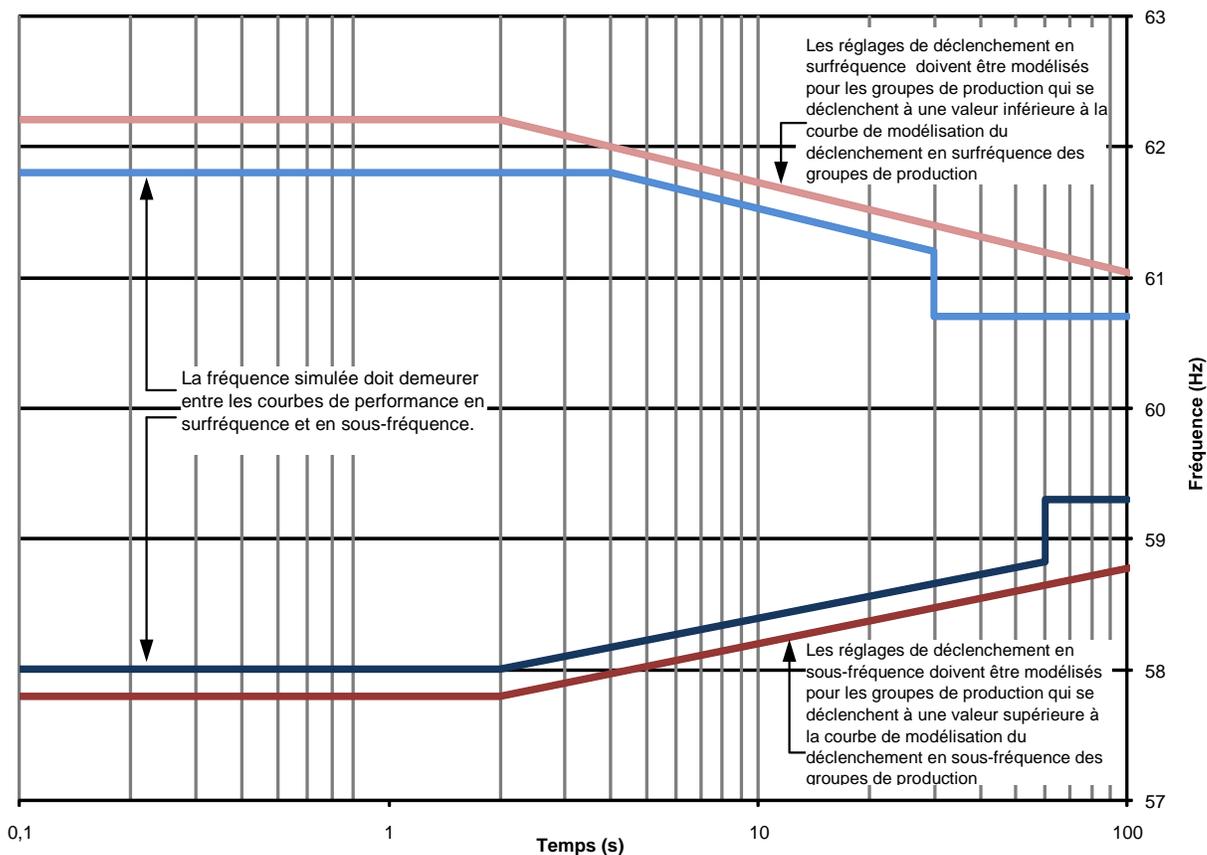
E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur	Nouvelle norme
1	25 mai 2010	Révision, fusion et mise à jour des normes PRC-006-0, PRC-007-0 et PRC-009-0.	
1	4 novembre 2010	Adoption de la norme par le conseil d'administration de la NERC.	
1	7 mai 2012	Ordonnance publiée par la FERC relativement à l'approbation de la norme PRC-006-1 (entrée en vigueur le 10 juillet 2012).	
1	9 novembre 2012	Ordonnance de la FERC relativement à l'acceptation du changement de facteur de risque de la non-conformité dans l'exigence E5 (de moyen à élevé) et de la modification du libellé sur le niveau de gravité gravité des non-conformités pour l'exigence E8.	
2	13 novembre 2014	Adoption de la norme par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2008-02, délestage en sous-tension (DST) et en sous-fréquence (DSF), afin de tenir compte de l'Ordonnance 763 de la FERC. Modification des exigences E9 et E10 et ajout de l'exigence E15.

PRC-006-2 – Annexe 1

Programme de délestage en sous-fréquence Courbes de modélisation et des critères de performance pour les alinéas 3.1 et 3.2 de l'exigence E3 et les alinéas 4.1 à 4.6 de l'exigence E4



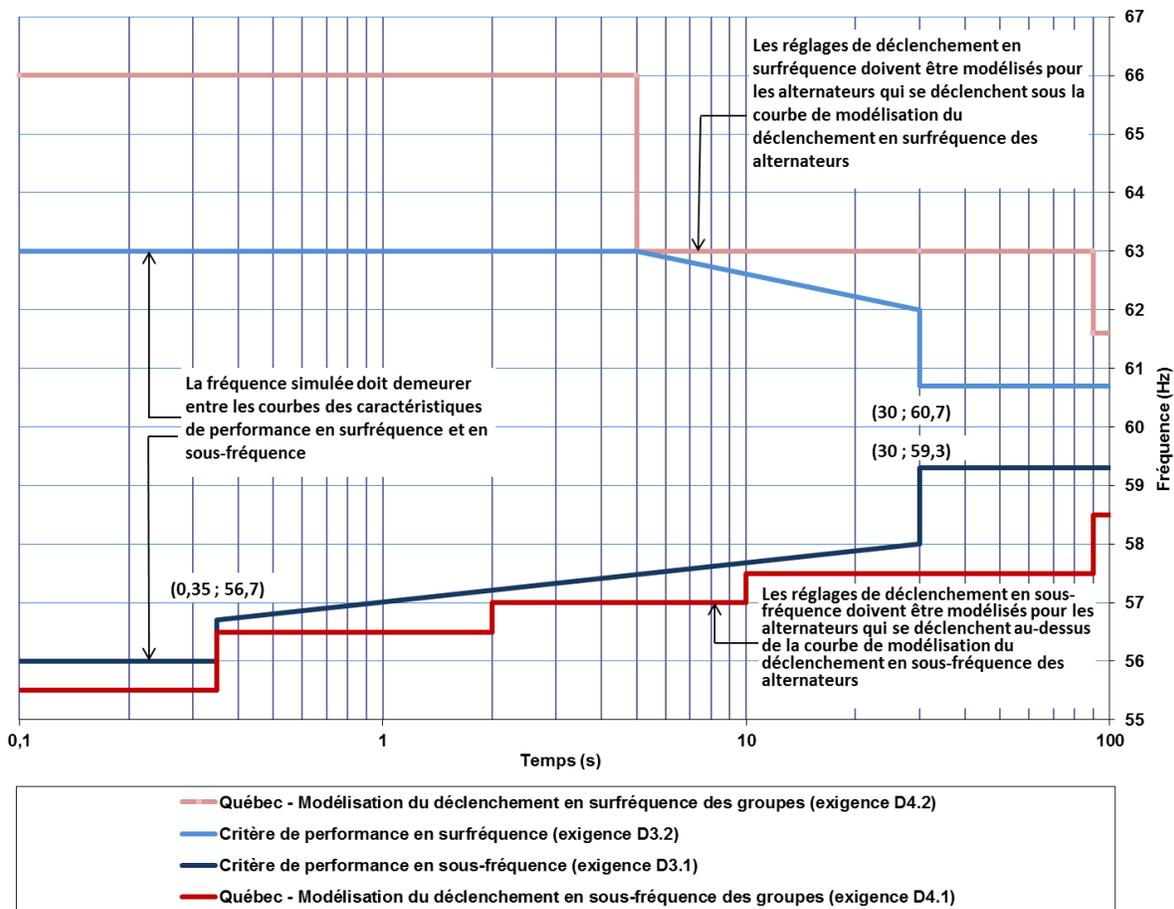
- Modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes (E4, alinéas 4.4 à 4.6)
- Critère de performance en surfréquence (E3, alinéa 3.2)
- Critère de performance en sous-fréquence (E3, alinéa 3.1)
- Modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes (E4, alinéas 4.1 à 4.3)

Définition des courbes

Modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes		Critères de performance en surfréquence		
$t \leq 2 \text{ s}$	$t > 2 \text{ s}$	$t \leq 4 \text{ s}$	$4 \text{ s} < t \leq 30 \text{ s}$	$t > 30 \text{ s}$
$f = 62,2 \text{ Hz}$	$f = -0,686 \log(t) + 62,41 \text{ Hz}$	$f = 61,8 \text{ Hz}$	$f = -0,686 \log(t) + 62,21 \text{ Hz}$	$f = 60,7 \text{ Hz}$

Modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes		Critères de performance en sous-fréquence		
$t \leq 2 \text{ s}$	$t > 2 \text{ s}$	$t \leq 2 \text{ s}$	$2 \text{ s} < t \leq 60 \text{ s}$	$t > 60 \text{ s}$
$f = 57,8 \text{ Hz}$	$f = 0,575 \log(t) + 57,63 \text{ Hz}$	$f = 58,0 \text{ Hz}$	$f = 0,575 \log(t) + 57,83 \text{ Hz}$	$f = 59,3 \text{ Hz}$

PRC-006-2 – Annexe 1A (Québec)
Programme de délestage en sous-fréquence
Courbes de modélisation et des critères de performance
Variantes régionales D3 (alinéas D3.1 à D3.3) et D4 (alinéas D4.1 à D4.4)



Justification :

Pendant l'élaboration de la norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E9 :

La mention d'un « *plan d'actions correctives* » a été ajoutée en réponse à une indication de l'Ordonnance 763 de la FERC selon laquelle la norme n'a pas spécifié dans quel délai une entité doit mettre en œuvre des correctifs après la découverte d'une lacune par un *coordonnateur de la planification*. La modification du texte apporte un éclaircissement en exigeant que chaque entité DSF se conforme au programme de DSF ainsi qu'à tout *plan d'actions correctives* établis par le *coordonnateur de la planification*.

Par ailleurs, par souci d'uniformité terminologique dans l'ensemble de la norme, le mot « application » a été remplacé par l'expression « mise en œuvre » (voir notamment les exigences E3, E14 et E15).

Justification de l'exigence E10 :

La mention d'un « *plan d'actions correctives* » a été ajoutée en réponse à une indication de l'Ordonnance 763 de la FERC selon laquelle la norme n'a pas spécifié dans quel délai une entité doit mettre en œuvre des correctifs après la découverte d'une lacune par un *coordonnateur de la planification*. La modification du texte apporte un éclaircissement en exigeant que chaque entité DSF se conforme au programme de DSF ainsi qu'à tout *plan d'actions correctives* établis par le *coordonnateur de la planification*.

Par ailleurs, par souci d'uniformité terminologique dans l'ensemble de la norme, le mot « application » a été remplacé par l'expression « mise en œuvre » (voir notamment les exigences E3, E14 et E15).

Justification de l'exigence E15 :

L'exigence E15 a été ajoutée en réponse à une indication de l'Ordonnance 763 de la FERC selon laquelle la norme n'a pas spécifié dans quel délai une entité doit mettre en œuvre des correctifs après la constatation d'une lacune par un *coordonnateur de la planification*. Ainsi, l'exigence E15 stipule expressément que si des lacunes sont constatées lors d'une évaluation, le *coordonnateur de la planification* doit élaborer un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF.

Le terme « *plan d'actions correctives* » est défini dans le glossaire de la NERC comme étant une « liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ». Ainsi, le *plan d'actions correctives* élaboré par le *coordonnateur de la planification* spécifiera un calendrier selon lequel l'entité devra corriger toute lacune constatée par le *coordonnateur de la planification* lors d'une évaluation.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Délestage en sous-fréquence automatique
2. **Numéro :** PRC-006-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur au Québec :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1^{er} jour du trimestre 30 jours après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie [xx mois 201x]
6. **Contexte :**
Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière
 - 1.4. **Autres information sur la conformité**

Aucune disposition particulière
2. **Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)**

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

D.A. Différences régionales pour l'Interconnexion du Québec

D.A.3. Chaque *coordonnateur de la planification* doit élaborer un programme de DSF, comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, qui satisfait aux critères de performance ci-dessous lors de simulations de conditions de sous-fréquence résultant de chacun des événements extrêmes suivants :

- Perte totale de la capacité d'une centrale.
- Perte de tous les circuits de transport provenant d'une centrale, d'un poste de sectionnement, d'un terminal à courant continu ou d'un poste.
- Perte totale des circuits de transport sur une emprise commune.
- Défaut triphasé avec non-déclenchement d'un disjoncteur et fonctionnement adéquat d'un système de protection contre les défaillances de disjoncteurs et des disjoncteurs associés.
- Défaut triphasé sur un disjoncteur, avec élimination normale du défaut.
- Déclenchement partiel ou total d'un automatisme de réseau à l'occasion d'une situation ou d'un événement pour lequel il n'est pas prévu.

D.A.3.1. La fréquence doit demeurer au-dessus de la courbe de performance en sous-fréquence présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006-2 (Québec) pendant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,0 et 60,7 Hz.

D.A.3.2. La fréquence doit demeurer au-dessous de la courbe de performance en surfréquence présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006-2 (annexe Québec) pendant 60 secondes ou jusqu'à ce qu'elle se stabilise entre 59,0 et 60,7 Hz.

D.A.3.3. La valeur V/Hz (volts par hertz) ne doit pas dépasser 1,18 p.u. pendant plus de 2 secondes au total par événement simulé, et elle ne doit pas dépasser 1,10 p.u. pendant plus de 45 secondes au total par événement simulé, à chacun des jeux de barres de groupe de production du RTP et des jeux de barres côté haute tension de transformateur élévateur associés.

D.A.4. Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois tous les cinq ans, effectuer et documenter une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si la conception du programme satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3 pour chaque îlot désigné selon l'exigence E2. La simulation doit modéliser chacune des conditions suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

D.A.4.1 Réglages de déclenchement en sous-fréquence des différents groupes de production faisant partie d'installations du RTP qui se déclenchent à une valeur supérieure à la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006-2 [annexe Québec]).

D.A.4.2 Réglages de déclenchement en surfréquence des différents groupes de production faisant partie de centrales ou d'installations RTP qui se déclenchent à une valeur inférieure à la

courbe de modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes de production (présentée à l'annexe 1A de la norme PRC-006-2 [annexe Québec]).

D.A.4.3 Toute reprise de *charge* automatique ayant une incidence sur la stabilisation de la fréquence et se produisant dans un délai inférieur à la durée des simulations effectuées dans le cadre de l'évaluation.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.A.3	S. O.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, mais ce programme n'a pas satisfait à un des critères de performance des alinéas D.A.3.1, D.A.3.2 ou D.A.3.3, lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, mais ce programme n'a pas satisfait à deux des critères de performance des alinéas D.A.3.1, D.A.3.2 ou D.A.3.3, lors de simulations de conditions de sous-fréquence.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF comprenant l'élaboration d'un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités, mais ce programme n'a satisfait à aucun des critères de performance des alinéas D.A.3.1, D.A.3.2 et D.A.3.3, lors de simulations de conditions de sous-fréquence. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'élaborer un programme de DSF.

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
D.A.4	S. O.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3, mais la simulation ne comprenait pas un des éléments énoncés aux alinéas D.A.4.1, D.A.4.2 ou D.A.4.3.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3, mais la simulation ne comprenait pas deux des éléments énoncés aux alinéas D.A.4.1, D.A.4.2 ou D.A.4.3.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a effectué et documenté au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfait aux critères de performance de l'exigence D.A.3, mais la simulation ne comprenait aucun des éléments énoncés aux alinéas D.A.4.1, D.A.4.2 et D.A.4.3.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'effectuer et de documenter au moins une fois tous les cinq ans une évaluation de la conception du programme de DSF au moyen d'une simulation dynamique afin de déterminer si le programme tel que conçu satisfaisait aux critères de performance de l'exigence D.A.3.</p>

D.B. Différences régionales pour le Western Electricity Coordinating Council

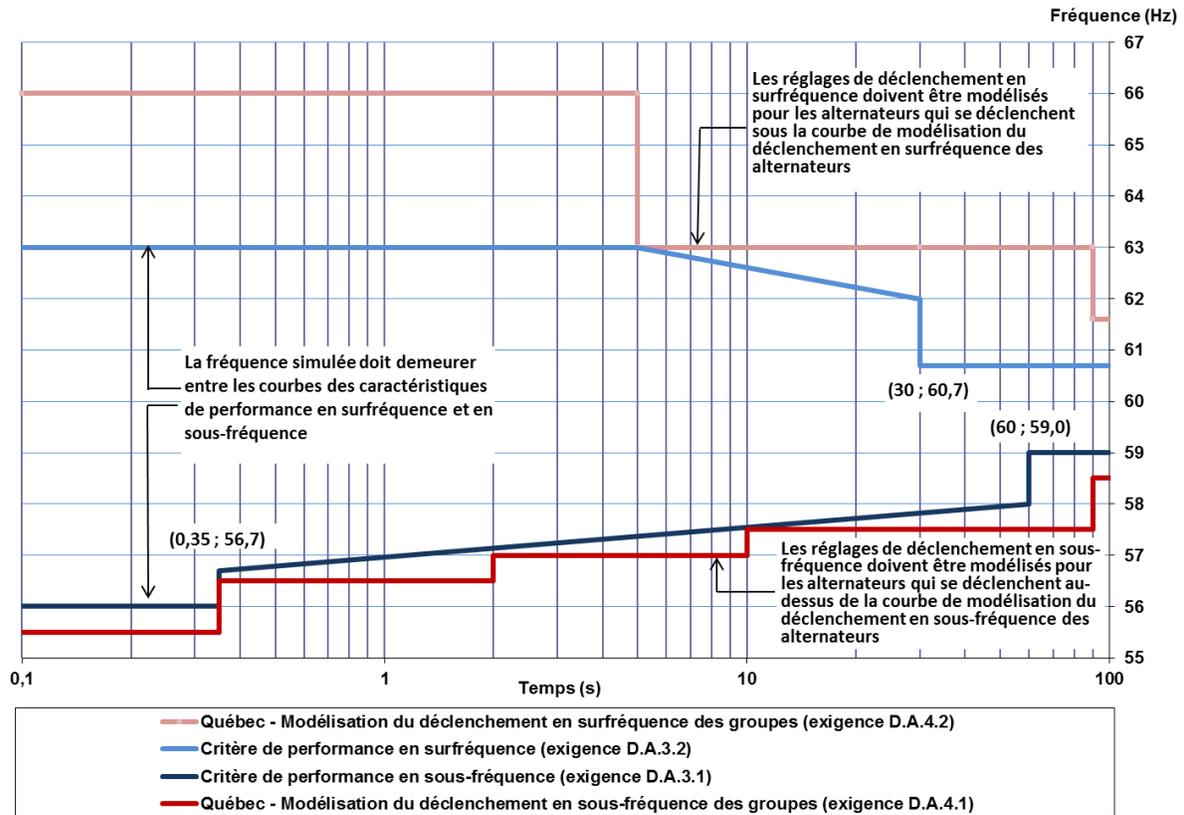
Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe 1

PRC 006 2 – Annexe 1A (Québec)
Programme de délestage en sous-fréquence
Courbes de modélisation et des critères de performance
Variantes régionales D.A.3 (alinéas D.A.3.1 à D.A.3.3) et D.A.4 (alinéas D.A.4.1 à D.A.4.4)



Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-3
3. **Objet :** Les réglages des relais de protection ne doivent pas restreindre la capacité de charge de transport, ne doivent pas nuire à la capacité des répartiteurs de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité des *réseaux*, et doivent être réglés pour détecter de façon fiable toutes les situations de défauts et pour protéger le réseau électrique contre ces défauts.

4. Applicabilité

4.1. Entités fonctionnelles

- 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production* ayant un ou des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.3 *Distributeur* ayant un ou des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*), pourvus que ces circuits aient une capacité de transit bidirectionnel.
- 4.1.4 *Coordonnateur de la planification*.

4.2. Circuits

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5

- 4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.
- 4.2.1.2 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.4 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.
- 4.2.1.5 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV et qui sont sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6

4.2.2.1 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du BES, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Dates d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes conditions de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.
[Facteur de risque de la non-conformité(VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la *caractéristique assignée saisonnière d'une installation* la plus élevée d'un circuit pour la capacité de charge définie pour la durée disponible le plus près de 4 heures (exprimée en ampères).
2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la *caractéristique assignée saisonnière d'une installation* sur 15 minutes la plus élevée d'un circuit¹ (exprimée en ampères).
3. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la capacité de transfert de puissance théorique maximale (en utilisant un angle de 90 degrés entre les tensions de départ et d'arrivée soit une réactance ou une impédance complexe) du circuit (exprimée en ampères), en utilisant l'un des éléments suivants pour effectuer le calcul du transfert de puissance :
 - une source infinie (impédance de source nulle) avec une tension de 1,00 p.u. à chaque extrémité de la ligne ;

¹ Lorsqu'une caractéristique assignée sur 15 minutes a été calculée et publiée pour l'exploitation en temps réel, la caractéristique assignée sur 15 minutes peut être utilisée pour définir l'exigence de capacité de charge des relais de protection.

- une impédance à chaque extrémités de la ligne qui représente l'impédance de source réelle du réseau, avec une tension de 1,05 p.u. en amont de chaque impédance de source.
4. Régler les relais de ligne de transport installés sur les lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la capacité de transfert de puissance maximale de la ligne, établie comme étant la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée du condensateur série ;
 - 115 % de la capacité de transfert de puissance maximale du circuit (exprimée en ampères), calculée conformément au critère 3 de l'exigence E1, en utilisant la réactance inductive totale de la ligne.
 5. Régler les relais de lignes de transport de réseau à faible source de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 170 % de l'amplitude maximale de défaut triphasé à l'extrémité de la ligne (exprimée en ampères).
 6. Inutilisé.
 7. Régler les relais de ligne de transport associés aux bornes d'un centre de consommation éloigné des centrales de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et la source de production, quelle que soit la configuration du réseau.
 8. Régler les relais de ligne de transport appliqués au côté réseau de lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre le réseau et la charge, quelle que soit la configuration du réseau.
 9. Régler les relais de ligne de transport appliqués au côté charge de lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et le réseau, quelle que soit la configuration du réseau.
 10. Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - 150 % de la caractéristique assignée du transformateur inscrite à la plaque signalétique (exprimée en ampères), y compris les caractéristiques assignées de refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus élevée établie par l'exploitant.
- 10.1** Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas

le transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excèdent la capacité de tenue mécanique² du transformateur.

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :
 - Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à un niveau de surcharge égal ou supérieur à 150 % de la caractéristique assignée du transformateur inscrite à la plaque signalétique ou à 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus élevée établie par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant de prendre des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
 - Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile de surface réglée à une température d'au moins 100 °C, ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé réglée à une température³ d'au moins 140 °C.
 12. Lorsque la capacité désirée d'une ligne de transport est limitée par l'exigence de protéger adéquatement la ligne de transport, régler les relais de distance de la ligne de transport à un maximum de 125 % de l'impédance apparente (selon l'angle d'impédance de la ligne de transport) moyennant les contraintes ci-dessous :
 - a. Régler l'angle de couple maximal (MTA) à 90 degrés ou à la valeur la plus élevée admise par le fabricant.
 - b. Évaluer la capacité de charge des relais en ampères à leur seuil de déclenchement à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de déphasage du facteur de puissance de 30 degrés.
 - c. Inclure un élément de réglage de relais d'une valeur égale à 87 % du courant calculé selon le critère 12 de l'exigence E1 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit.
 13. Pour tout autre cas qui impose des limites à la capacité utile d'un circuit, régler les relais de protection de phase de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de ces limites.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit régler ses éléments de blocage sur perte de synchronisme pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de lignes de transport effectuée conformément à l'exigence E1. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites aux critères 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit considérer la capacité de circuit calculée comme étant la *caractéristique assignée d'installation* du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification*, de l'*exploitant d'installation de transport* et du *coordonnateur de la fiabilité*

² Représentée par la ligne pointillée dans la norme IEEE C57, 109-1993, *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration*, article 4.4, figure 4.

³ La norme IEEE C57.91 précise que les transformateurs doivent être conçus pour résister à une température de point chaud d'enroulement de 180 °C (tableaux 7 et 8) et l'annexe A avertit qu'il peut y avoir formation de bulles au-dessus de 140 °C.

au sujet de la capacité du circuit calculée. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport doit fournir au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant d'installation de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés à ces relais de ligne de transport au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit fournir une liste à jour des circuits associés à ces relais à son *entité régionale* au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à l'ERO de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, en appliquant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-3 pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les *propriétaires d'installation de transport, les propriétaires d'installation de production et les distributeurs* doivent se conformer aux exigences E1 à E5. Le *coordonnateur de la planification* doit : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 6.1** tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B, en identifiant la première année civile au cours de laquelle s'appliquent tout critère de l'annexe B de la norme PRC-023-3 ;
- 6.2** fournir la liste des circuits à tous les *entités régionales, coordonneurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, et distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.

C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun de ses relais de transport est réglé conformément à l'un des critères 1 à 13 de l'exigence E1, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple des courbes de coordination ou des résumés de calculs) attestant que les relais réglés conformément au critère 10 n'exposent pas le transformateur associé à des niveaux et à des durées de défaut excédant les seuils établis dans la présente norme. (E1)
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun des éléments de blocage sur perte de synchronisme est réglé pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport effectuée conformément à l'exigence E1. (E2)

- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* ayant des relais de transport réglés conformément au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou une base de données sur les *caractéristiques assignées des installations*), attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant la *caractéristique assignée d'installation* du circuit, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les *caractéristiques assignées d'installation* résultantes ont été acceptées par son *coordonnateur de la planification, son exploitant d'installation de transport et son coordonnateur de la fiabilité*. (E3)
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 2 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni à son *coordonnateur de la planification, à son exploitant d'installation de transport et son coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés aux relais de ligne de transport dans les délais prescrits. La liste à jour peut être soit une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E4)
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni une liste à jour des circuits correspondants à l'*entité régionale* dans les délais prescrits. La liste à jour peut être soit une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E5)
- M6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des résultats d'écoulement de puissance, des résumés de calculs ou des rapports d'étude) attestant qu'il a utilisé les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-3 pour déterminer les circuits situés dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit détenir une liste datée de ces circuits ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni cette liste à tous les *coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, distributeurs et entités régionales* à l'intérieur de sa zone de planification dans les délais prescrits. (E6)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité et de l'application des normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des données

Le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production, le distributeur et le coordonnateur de la planification* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures

pour assurer la conformité leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver la documentation attestant leur conformité aux exigences E1 à E5 durant une période de trois années civiles.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la documentation relative à la plus récente évaluation effectuée conformément à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la plus récente liste des circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la présente norme, conformément à l'exigence E6.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production*, un *distributeur* ou un *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée précédemment, selon la plus longue des deux périodes.

Le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers de dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité :

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes les situations de défaut.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.</p>
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable ne s'est pas assurée que ses éléments de blocage sur perte de synchronisme sont réglés pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour évaluer la capacité de charge des relais de ligne de transport conformément à l'exigence E1.</p>

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 n'a pas considéré la capacité de circuit calculée comme étant la <i>caractéristique assignée d'installation</i> du circuit.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas reçu l'approbation du <i>coordonnateur de la planification</i>, de l'<i>exploitant d'installation de transport</i> et du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> relativement à la capacité de circuit calculée.</p>
E4	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni au <i>coordonnateur de la planification</i>, à l'<i>exploitant d'installation de transport</i> et au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> une liste à jour des circuits associés à des relais de ligne de transport réglés selon le critère 2 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni à l'<i>entité régionale</i> une liste à jour des circuits associés à des relais de ligne de transport réglés selon le critère 12 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E6	Sans objet	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais avec un intervalle de plus de 15 mois et de moins de 24 mois entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il n'a pas indiqué l'année civile à compter de laquelle commencent à s'appliquer les critères de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais avec un intervalle de 24 mois ou plus entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 46 et 60 jours après sa création ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas tenu à jour la liste des circuits désignés conformément à l'exigence E6. (Alinéa 6.1)</p> <p>OU</p>

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		<p>lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 31 et 45 jours après sa création ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>		<p><i>Le coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait à l'alinéa 6.1, mais il n'a pas fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après l'avoir établie ou mise à jour. (Alinéa 6.2)</p> <p>OU</p> <p><i>Le coordonnateur de la planification</i> n'a pas déterminé les circuits de sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme.</p>

E. Différences régionales

Aucune.

F. Document technique de référence supplémentaire

1. Le document ci-après constitue un supplément explicatif à la norme. Il contient la justification technique des exigences de cette norme. Il présente des exemples de méthodes à titre d'illustration seulement, sans exclure l'utilisation d'autres méthodes comparables sur le plan technique.

Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings, version 1.0, juin 2008, préparé par le groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) du comité de planification de la NERC.

Document en ligne à l'adresse suivante :

http://www.nerc.com/fileUploads/File/Standards/Relay_Loadability_Reference_Doc_Clean_Final_2008July3.pdf

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	12 février 2008	Approbation par le Conseil d'administration	Nouvelle norme
1	19 mars 2008	Coquille corrigée dans la dernière phrase relative au niveau de gravité critique d'une non-conformité pour l'exigence E3 : « then » doit se lire « than » dans la version anglaise	Erratum
1	18 mars 2010	Approbation par la FERC	
1	Dépôt pour approbation le 19 avril 2010	Facteur de risque de la non-conformité pour l'exigence E3 changé de « moyen » à « élevé » Niveau de gravité de la non-conformité pour les exigences E1, E2 et E3 changé à « critique » (critère binaire), conformément à l'Ordonnance 733	Révision
2	10 mars 2011 Approbation par le Conseil d'administration	Révision pour tenir compte du premier ensemble de directives énoncées dans l'Ordonnance 733 de la FERC	Révision (Projet 2010-13)
2	15 mars 2012	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-023-2 (l'approbation entre en vigueur le 7 mai 2012)	

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Demande SAR supplémentaire visant à clarifier l'applicabilité afin d'assurer la cohérence avec la norme PRC-025-1, plus d'autres corrections mineures.

PRC-023-3 – Annexe A

- 1.** La présente norme porte sur les fonctions de protection qui peuvent déclencher, avec ou sans temporisation sur un courant de charge, notamment :
 - 1.1.** distance de phases ;
 - 1.2.** déclenchement sur perte de synchronisme ;
 - 1.3.** enclenchement sur défaut ;
 - 1.4.** relais de surintensité ;
 - 1.5.** systèmes de protection s'appuyant sur des communications, notamment :
 - 1.5.1** permissif à portée étendue (POTT) ;
 - 1.5.2** permissif à portée réduite (PUTT) ;
 - 1.5.3** blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - 1.5.4** blocage par comparaison directionnelle (DCUB).
 - 1.6.** éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) basée sur un courant avec fonctions de communication (fil pilote, comparaison de phases et courant différentiel de ligne) capable de provoquer un déclenchement lors d'une perte de communication.
- 2.** Les systèmes de protection suivants ne sont pas visés par les exigences de la présente norme :
 - 2.1.** éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaut d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :
 - éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
 - éléments qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication, à l'exception de ceux visés à l'alinéa 1.6 ;
 - 2.2.** systèmes de protection conçus pour la détection de fuites à la terre ;
 - 2.3.** systèmes de protection conçus pour la protection pendant des oscillations stables de puissance ;
 - 2.4.** inutilisé ;
 - 2.5.** éléments de relais utilisés uniquement pour des automatismes de réseau mis en œuvre et approuvés selon les normes de fiabilité NERC PRC-012 à PRC-017 ou leurs versions ultérieures ;
 - 2.6.** systèmes de protection conçus uniquement pour intervenir dans des délais donnant à l'opérateur au moins 15 minutes pour réagir en cas de surcharge ;
 - 2.7.** relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées dynamiques d'une installation* ;
 - 2.8.** éléments de relais associés à des lignes à courant continu ;
 - 2.9.** éléments de relais associés aux transformateurs de convertisseurs à courant continu.

PRC-023-3 – Annexe B

Circuits à évaluer

- Lignes de transport exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV
- Lignes de transport exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et qui font partie du *système de production-transport d'électricité*

Critères

Lorsque l'un des critères ci-dessous s'applique à un circuit, l'entité visée doit se conformer à la norme pour ce circuit.

- B1.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une interface de transit permanente de l'Interconnexion de l'Est, un chemin de transfert important de l'Interconnexion de l'Ouest selon la définition de l'*entité régionale* ou une *installation* surveillée comparable de l'Interconnexion du Québec, qui a été inclus en raison de préoccupations relatives à la fiabilité liées à la charge de ce circuit, comme confirmé par le *coordonnateur de la planification* concerné.
- B2.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*, déterminée dans l'horizon de planification conformément à la norme FAC-010.
- B3.** Le circuit constitue un chemin (tel qu'entendu par l'*exploitant d'installation de production* et de l'entité de transport) assurant l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire, conformément aux *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire (NPIR)* de la norme NUC-001.
- B4.** Le circuit est désigné au cours de la séquence ci-dessous d'analyse des écoulements de puissance⁴ effectuée par le *coordonnateur de la planification* pour l'horizon de planification de un à cinq ans :
- a. Simulation de combinaisons de contingences doubles sélectionnées selon des principes d'ingénierie, sans ajustement manuel au réseau entre les deux contingences (reflète une situation dans laquelle le *répartiteur* n'aurait peut-être pas le temps d'apporter les ajustements au réseau entre les deux contingences).
 - b. Dans le cas d'un circuit exploité entre 100 et 200 kV, évaluation de la charge postcontingence, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, par rapport à un seuil établi en fonction des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et utilisé dans l'étude d'écoulement de puissance par le *coordonnateur de la planification*.
 - c. Lorsque plusieurs *caractéristiques assignées d'une installation* peuvent être utilisées dans l'étude d'écoulement de puissance pour un circuit, le seuil sélectionné sera basé sur des caractéristiques assignées d'installation du circuit qui correspondent à la durée de charge la plus proche de quatre heures.
 - d. Le seuil servant à la sélection du circuit varie selon la durée de charge hypothétique utilisée pour établir les *caractéristiques assignées d'une installation*

⁴ Les analyses antérieures peuvent être utilisées à l'appui de l'évaluation si aucun changement important n'a été apporté au réseau depuis la dernière évaluation.

- i. Si les *caractéristiques assignées d'une installation* sont établies en fonction d'une durée de charge d'au plus quatre heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 115 % des *caractéristiques assignées de l'installation*
 - ii. Si les *caractéristiques assignées d'une installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de quatre heures et d'au plus huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 120 % des *caractéristiques assignées de l'installation* ;
 - iii. Si les *caractéristiques assignées d'une installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 130 % des *caractéristiques assignées de l'installation*.
- e. Sont exclus les circuits exploités en configuration radiale qui desservent uniquement la charge.
- B5.** Le *coordonnateur de la planification* sélectionne le circuit, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, en se fondant sur des études techniques ou des évaluations autres que celles précisées aux critères B1 à B4.
- B6.** Le *coordonnateur de la planification* et le propriétaire de l'*installation* s'entendent pour inclure le circuit

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport

2. **Numéro :** PRC-023-3

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

4.1. **Entités fonctionnelles :**

Aucune disposition particulière

4.2. **Circuits :**

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5 :

4.2.1.1 Lignes de *transport* du RTP exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *réseau de transport principal* (RTP). Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.1.2 Lignes de *transport* du RTP exploitées entre 100 et 200 kV sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du RTP et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.4 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus et qui font partie du RTP.

4.2.1.5 Transformateurs dont les bornes basses tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV, faisant partie du RTP et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du RTP et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6 :

4.2.2.1 Lignes de *transport* du RTP exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du RTP. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du RTP, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du RTP. Les éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le xx mois 201x

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du RTP pour toutes conditions de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.
[Facteur de risque de la non-conformité(VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

Disposition particulière applicable aux critères 10 et 11:

10. Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- Aucune disposition [particulière](#)
- Soit
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus élevée établie par l'exploitant, si l'exploitant l'a établie, ou
 - 100% de la caractéristique assignée en situation d'urgence de longue durée la plus élevée établie par le propriétaire du transformateur, si l'exploitant n'a pas établi de caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus élevée et que le propriétaire du transformateur a établi la caractéristique assignée en situation d'urgence de longue durée.

10.1 aucune disposition [particulière](#)

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :

- Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à un niveau de surcharge comme défini au critère 10 pendant au moins 15 minutes afin de

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

donner le temps à l'exploitant de prendre des actions contrôlées pour alléger la surcharge.

- Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du RTP pour toutes les situations de défaut. OU L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.
E2	Aucune disposition particulière			
E3	Aucune disposition particulière			
E4	Aucune disposition particulière			
E5	Aucune disposition particulière			
E6	Aucune disposition particulière			

Norme PRC-023-3 — Capacité de charge des relais de transport

Annexe QC-PRC-023-3

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Document technique de référence supplémentaire

Aucune disposition particulière

PRC-023 – Annexe A

Aucune disposition particulière

PRC-023 – Annexe B

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production
2. **Numéro :** **PRC-024-1**
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *propriétaires d'installation de production* règlent leurs relais de protection de groupe de telle sorte que les groupes de production restent raccordés pendant des excursions de fréquence et de tension définies.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1 *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1 Dans les territoires où une approbation réglementaire est requise :
 - 5.1.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 40 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
 - 5.1.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 60 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
 - 5.1.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 80 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
 - 5.1.4 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié que 100 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
 - 5.2 Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas requise :
 - 5.2.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'adoption par le cConseil d'administration de la NERC, chaque propriétaire d'installation de production doit avoir vérifié qu'au moins 40 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

- 5.2.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'adoption par le cConseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 60 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
- 5.2.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'adoption par le cConseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 80 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.
- 5.2.4 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'adoption par le cConseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié que 100 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des relais de protection en fréquence de groupe¹ activés afin de déclencher ses groupes de production visés doit régler ces relais de protection de telle sorte que les relais de protection en fréquence de groupe ne déclenchent pas les groupes de production visés à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024, sous réserve des exceptions suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- Un groupe de production peut déclencher si les fonctions de protection (comme les fonctions de type perte de synchronisme ou perte de champs) opèrent en raison d'une perte de synchronisme imminente ou avérée ou, dans le cas des groupes de production asynchrones, en raison d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance.
- Un groupe de production peut déclencher si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
- Un groupe de production peut déclencher à l'intérieur d'une portion de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024 en cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des relais de protection de groupe en tension¹ activés afin de déclencher ses groupes de production visés doit régler ses relais de protection de telle sorte que le relais de protection en tension du groupe ne déclenche pas les groupes de production visés par suite d'une excursion de tension (au point de raccordement²) causée par un événement sur le réseau de transport à l'extérieur de la centrale de production qui demeure à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 2 de la norme PRC-024. Si le *planificateur de réseau de transport* permet des réglages de relais de tension moins rigoureux que ceux prescrits à l'annexe 2 de la norme PRC-024, le *propriétaire d'installation de production* doit régler ses relais de protection à l'intérieur des caractéristiques de rétablissement de la tension établies par une étude du *planificateur de réseau de transport* pour un secteur particulier. L'exigence E2 est soumise aux exceptions suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

¹ Chaque *propriétaire d'installation de production* n'est pas tenu d'avoir installé ou activé sur son groupe de production des relais de protection en fréquence ou en tension (y compris, notamment, des fonctions de protection en fréquence et en tension pour des relais distincts, des relais V/Hz évalués à la fréquence nominale, des dispositifs de protection multifonctions ou des fonctions de protection intégrées aux systèmes de commande qui déclenchent directement ou envoient des signaux de déclenchement ou le groupe de production d'après des entrées de fréquence ou de tension).

² Aux fins de la présente norme, le point de raccordement désigne le côté transport (haute tension) du transformateur élévateur de groupe de production.

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

- Un groupe de production peut déclencher conformément à un *automatisme de réseau* ou à un *plan de défense*(RAS).
- Un groupe de production peut déclencher si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
- Un groupe de production peut déclencher si les fonctions de protection (comme les fonctions de type perte de synchronisme ou perte de champs) opèrent en raison d'une perte de synchronisme imminente ou avérée ou, dans le cas des groupes de production asynchrones, en raison d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance.
- Un groupe de production peut déclencher à l'intérieur d'une portion de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024 en cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit documenter chaque limitation réglementaire ou d'équipement³ connue qui empêche un groupe de production visé ayant des relais de protection en fréquence ou en tension de groupe de respecter les critères de réglage de relais de l'exigence E1 ou E2 incluant, mais sans s'y limiter, des résultats d'études, de l'expérience d'un événement réel ou des avis d'un fabricant. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

E3.1. Le *propriétaire d'installation de production* doit communiquer la limitation réglementaire ou d'équipement documentée, ou le retrait de la limitation réglementaire ou d'équipement documentée précédemment à son *coordonnateur de la planification* et à son *planificateur de réseau de transport* dans les 30 jours civils suivant les événements suivants :

- l'identification d'une limitation réglementaire ou d'équipement ;
- la réparation de l'équipement causant la limitation qui enlève la limitation ;
- le remplacement de l'équipement causant la limitation par un équipement qui enlève la limitation ;
- la création ou l'ajustement d'une limitation d'équipement causée par l'épuisement de la tolérance cumulative d'excursion de fréquence pour la durée de vie d'une turbine.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir ses réglages de déclenchement de protection de groupe visés associés aux exigences E1 et E2 au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* qui modélisent le groupe en cause,

³ À l'exclusion des limitations qui découlent de la capacité de réglage des relais utilisés pour la protection en fréquence et en tension du groupe de production; toutefois, cette exclusion ne s'étend pas aux limitations qui ont leur origine dans l'équipement protégé par ces relais.

dans un délai de 60 jours civils après avoir reçu la demande écrite pour les données, et dans un délai de 60 jours civils après tout changement aux réglages de déclenchement demandés précédemment à moins que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* requérant indique que la déclaration des changements de réglage de relais n'est pas requis. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification en temps différé*]

C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les relais de protection en fréquence de groupes ont été réglés conformément à l'exigence E1, tel que des fiches de réglage, des fiches d'étalonnage ou d'autres documents datés.
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les relais de protection en tension de groupes ont été réglés conformément à l'exigence E2, tel que des fiches de réglage, des graphiques tension-temps, des fiches d'étalonnage, des tracés de coordination, des études de simulation dynamique ou d'autres documents datés.
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a documenté et communiqué toutes les limitations réglementaires ou d'équipement connues (sous réserve des exceptions indiquées à la note 3) qui ont entraîné une dérogation aux exigences E1 ou E2 conformément à l'exigence E3, tel qu'un courriel ou une lettre qui contient de la documentation pertinente (résultats d'étude, expérience d'un événement réel, avis d'un fabricant, etc.).
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a communiqué les réglages de déclenchement de protection de groupes conformément à l'exigence E4, tel que des courriels, des lettres ou d'autres documents, ainsi que des copies de toute demande reçue pour cette information.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1 ~~Responsable de la surveillance de l'application des normes~~ Responsable des mesures pour assurer la conformité

L'entité régionale joue le rôle de ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la conformité (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, l'ERO ou une entité régionale approuvée par la FERC ou un autre organisme gouvernemental pertinent doit jouer le rôle de CEA.

1.2 Conservation des données

Les périodes de conservation des preuves indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la

conformité peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1 à E4 pendant trois ans ou jusqu'à l'audit suivant, selon la durée la plus longue.

Si un *propriétaire d'installation de production* est jugé non conforme, doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *responsable de ~~la surveillance de la conformité~~ mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3 Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4 Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le propriétaire <i>d'installation de production</i> ayant une protection en fréquence activée afin de déclencher un groupe de production n'a pas réglé son relais de protection en fréquence de groupe de telle sorte qu'il ne déclenche pas pour les critères listés à l'exigence E1, à moins d'une limitation réglementaire ou d'équipement documentée et communiquée conformément à l'exigence E3.

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ayant des relais de protection en tension activés afin de déclencher un groupe de production n'a pas réglé ses relais de protection en tension de telle sorte qu'il ne déclenche pas par suite d'une excursion de tension au point de raccordement causée par un événement à l'extérieur de la centrale, en vertu des critères spécifiés à l'exigence E2, à moins d'une limitation réglementaire ou d'équipement documentée et communiquée conformément à l'exigence E3.</p>

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	<p><i>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation documentée à son coordonnateur de la planification et à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 30 jours civils mais d'au plus 60 jours civils après avoir constaté cette limitation.</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation à son coordonnateur de la planification et à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après avoir constaté cette limitation.</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation à son coordonnateur de la planification et à son planificateur de réseau de transport dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après avoir constaté cette limitation.</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de production n'a documenté aucune limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production n'a pas communiqué la limitation documentée à son coordonnateur de la planification et à son planificateur de réseau de transport dans un délai de 120 jours civils après avoir constaté cette limitation.</i></p>

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de 150 jours civils après un changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni les réglages de déclenchement dans un délai de 150 jours civils après une demande écrite.</p>

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucune

Historique des versions

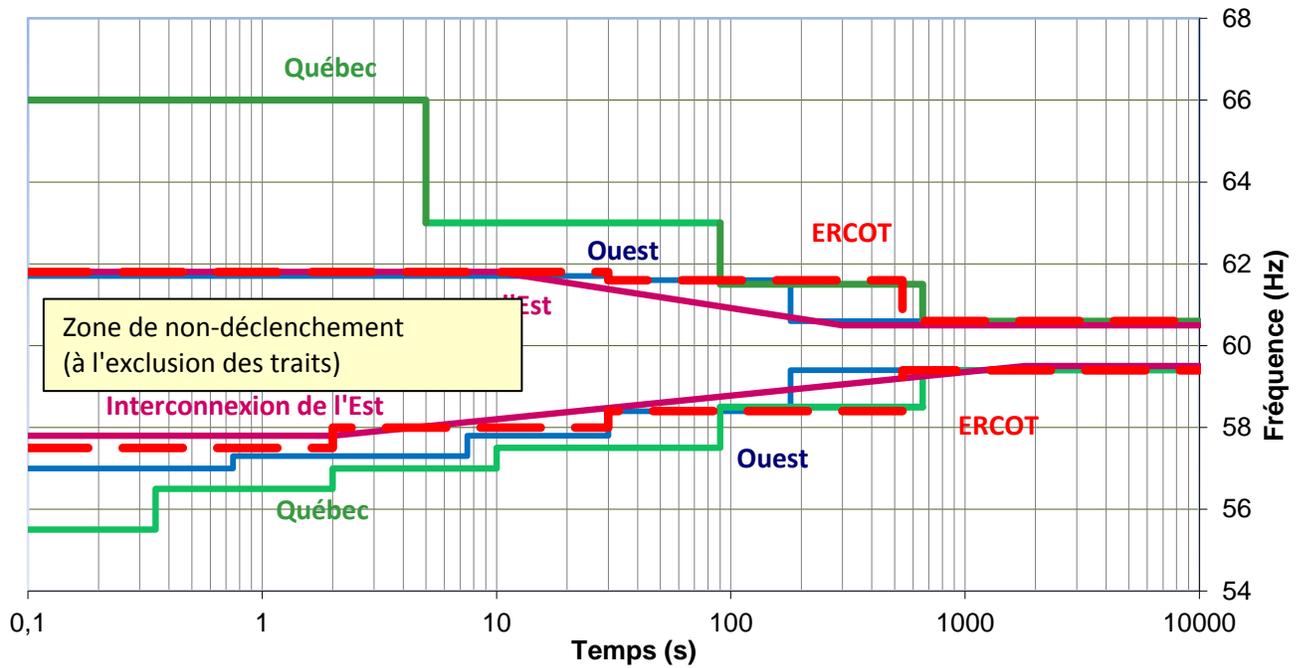
Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	9 mai 2013	Adoption par le c Conseil d'administration de la NERC	
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-024-1. (l'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016.)	

G. Références

1. « The Technical Justification for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard, A White Paper Developed by the Wind Generation Task Force (WGTF), » datée du 13 juin 2007, directive approuvée par le « WECC Technical Studies Subcommittee ».

PRC-024 – Annexe 1

COURBE D'EXCURSION ADMISSIBLE PAR RAPPORT À LA FRÉQUENCE NOMINALE



Valeurs des points de la courbe :

Interconnexion de l'Est

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
≥61,8	Déclenchement instantané	≤57,8	Déclenchement instantané
≥60,5	$10^{(90,935-1,45713 \times f)}$	≤59,5	$10^{(1,7373 \times f - 100,116)}$
<60,5	Fonctionnement continu	>59,5	Fonctionnement continu

Interconnexion de l'Ouest

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
$\geq 61,7$	Déclenchement instantané	$\leq 57,0$	Déclenchement instantané
$\geq 61,6$	30	$\leq 57,3$	0,75
$\geq 60,6$	180	$\leq 57,8$	7,5
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 58,4$	30
		$\leq 59,4$	180
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

Interconnexion du Québec

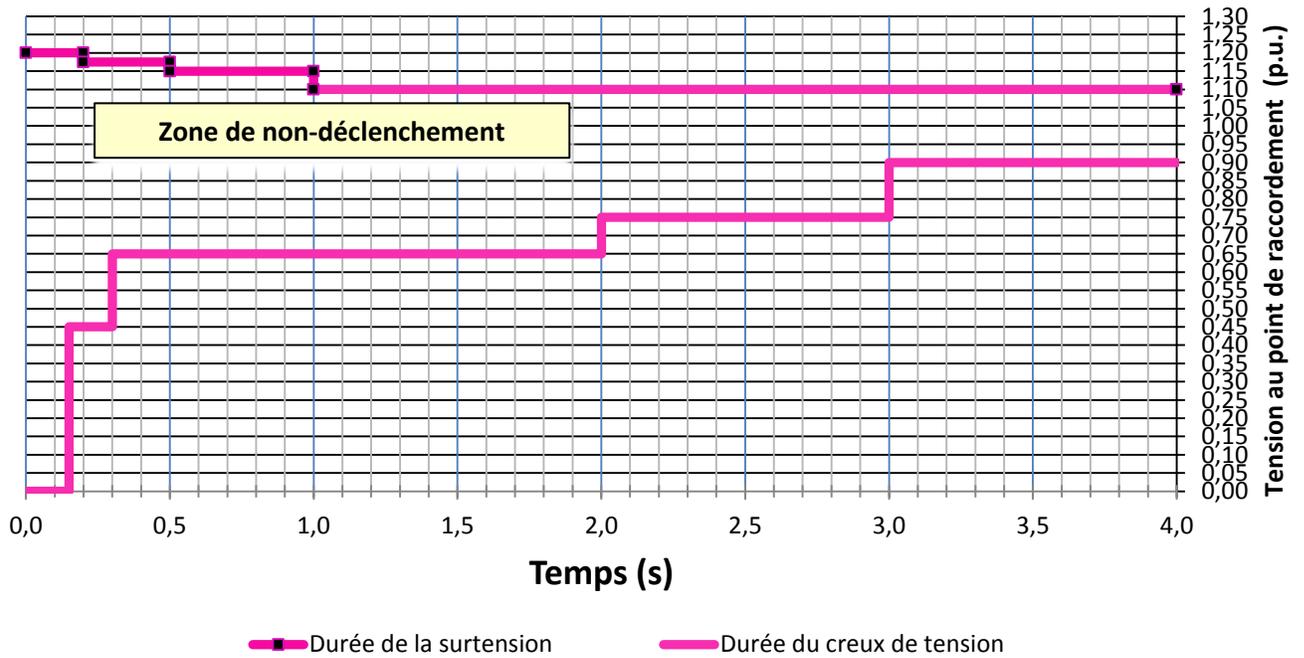
Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
$> 66,0$	Déclenchement instantané	$< 55,5$	Déclenchement instantané
$\geq 63,0$	5	$\leq 56,5$	0,35
$\geq 61,5$	90	$\leq 57,0$	2
$\geq 60,6$	660	$\leq 57,5$	10
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 58,5$	90
		$\leq 59,4$	660
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

Interconnexion ERCOT

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Durée (s)	Fréquence (Hz)	Durée (s)
$\geq 61,8$	Déclenchement instantané	$\leq 57,5$	Déclenchement instantané
$\geq 61,6$	30	$\leq 58,0$	2
$\geq 60,6$	540	$\leq 58,4$	30
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 59,4$	540
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

PRC-024 – Annexe 2

Courbe de tenue aux excursions de tension en fonction de la durée



Durée de tenue :

Durée de tenue aux surtensions		Durée de tenue aux creux de tension	
Tension (p.u.)	Temps (s)	Tension (p.u.)	Temps (s)
≥1,200	Déclenchement instantané	<0,45	0,15
≥1,175	0,20	<0,65	0,30
≥1,15	0,50	<0,75	2,00
≥1,10	1,00	<0,90	3,00

Éclaircissements sur le graphique de tenue aux excursions de tension

Détails de la courbe :

1. L'unité de base de tension pour ces courbes est la tension nominale d'exploitation au point de raccordement au *système de production-transport d'électricité* (BES) indiquée par le *planificateur de réseau de transport* dans l'analyse de la fiabilité des réseaux de transport interconnectés.
2. Les courbes représentées ont été dérivées en se basant sur des défauts de zone 1 avec *élimination normale* sur au plus 9 cycles dans un réseau de transport triphasé. Les courbes s'appliquent aux excursions de tension sans égard au type d'événement déclencheur.
3. L'enveloppe entre les courbes représente la durée cumulative de la tension au point de raccordement avec le BES. Par exemple, si la tension au début dépasse 1,15 p.u. à 0,3 s suivant un défaut, ne dépasse pas 1,2 p.u., puis retourne au-dessous de 1,15 p.u. à 0,4 s, le temps cumulatif quand la tension est au-delà de 1,15 p.u. est de 0,1 s, valeur qui se situe à l'intérieur de la zone de non-déclenchement de la courbe.
4. Les courbes représentées correspondent à la fréquence de 60 Hz du réseau. Lorsqu'on évalue une protection volts/hertz, vous pouvez ajuster la courbe de surtension en proportion des écarts de fréquence au-dessous de 60 Hz.
5. La tension dans le graphique suppose une tension minimale phase-terre ou phase-phase à la fréquence fondamentale pour la courbe de durée en sous-tension, et la tension phase-phase efficace ou crête maximale, selon la valeur la plus élevée pour la courbe de durée en surtension.

Évaluation des réglages de relais de protection

1. En utilisant les hypothèses suivantes ou les conditions de charge jugées les plus probables pour le groupe étudié, évaluer les réglages de relais de protection en tension pour les conditions initiales en régime permanent :
 - a. tous les groupes qui alimentent le même transformateur sont raccordés au réseau et en exploitation ;
 - b. tous les groupes fonctionnent à leur pleine puissance active nominale ;
 - c. le facteur de puissance mesuré aux bornes du groupe de production est de 0,95 en retard de phase (le groupe fournit de la puissance réactive au réseau) ;
 - d. le régulateur automatique de tension est en mode de réglage de tension automatique.
2. Évaluer les réglages de relais de protection en tension en prenant pour hypothèse que tout équipement supplémentaire installé à la centrale (compensateurs statiques, compensateurs synchrones, condensateurs, etc.) est disponible et fonctionne normalement.
3. Évaluer les réglages de relais de protection en tension en tenant compte des réglages réels de prise de transformateur entre les bornes du groupe de production et le point de raccordement.

Norme PRC-024-1 — Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Annexe QC-PRC-024-1 Dispositions particulières de la norme PRC-024-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production
2. **Numéro :** PRC-024-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
Fonctions :
Aucune disposition particulière
Installations :
La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau de transport principal (RTP).
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Disposition particulière relative à l'exigence 1 : Les centrales éoliennes, thermiques et photovoltaïques, ainsi que les centrales munies de génératrices asynchrones doivent respecter les courbes dans l'Annexe 1 tel que prescrit par l'exigence 1, sauf qu'elles peuvent déclencher lorsque la fréquence est $\geq 61,7$ Hz.

Disposition particulière relative à l'exigence 2 : Les références à « l'annexe 2 de la norme PRC-024 » sont remplacées par « l'annexe 2 de l'annexe Québec de la norme PRC-024-1 ».

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des données

Aucune disposition particulière

Norme PRC-024-1 — Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Annexe QC-PRC-024-1

Dispositions particulières de la norme PRC-024-1 applicables au Québec

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité :

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

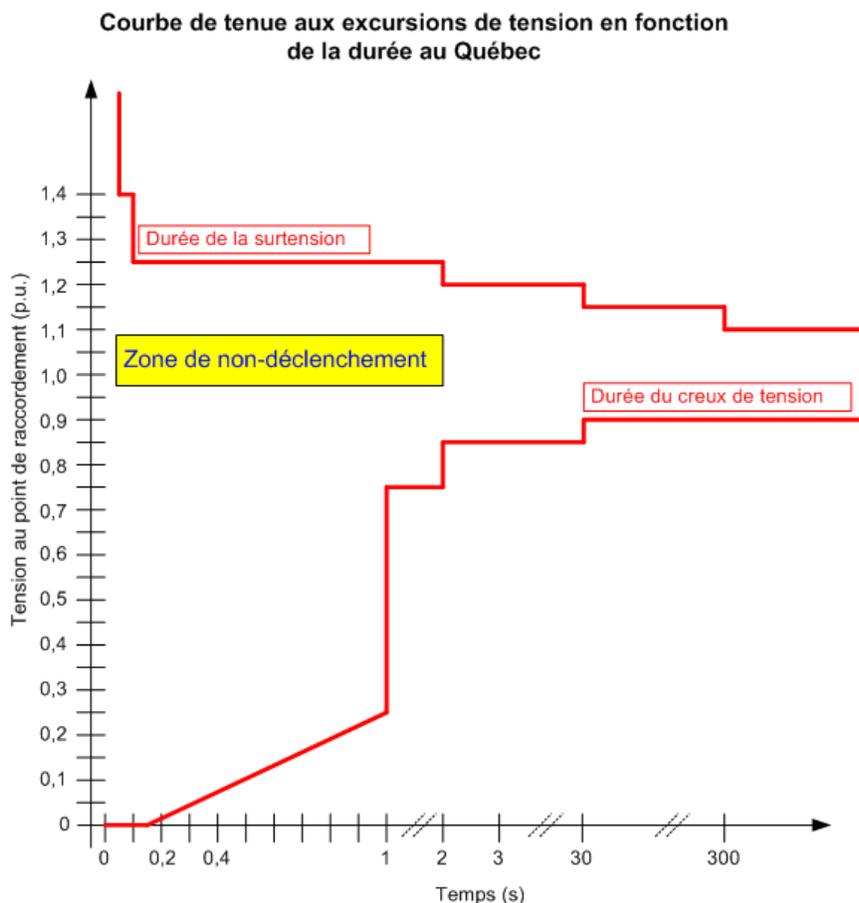
G. Références

Aucune disposition particulière

PRC-024-1 — Annexe 1

Aucune disposition particulière

PRC-024-1 — Annexe 2



Durée de tenue :

Durée de tenue aux surtensions		Durée de tenue aux creux de tension	
Tension (p.u.)	Temps (s)	Tension (p.u.)	Temps (s)
> 1,4	0,033	$0,9 \leq V \leq 1,10$	permanent
$1,25 < V \leq 1,40$ (note 2)	0,10	$0,85 \leq V < 0,9$	300
$1,20 < V \leq 1,25$	2,0	$0,75 \leq V < 0,85$	2,0
$1,15 < V \leq 1,20$	30,0	$0,25 \leq V < 0,75$	1,0
$1,10 < V \leq 1,15$	300	$0 \leq V < 0,25$ (note 1)	0,15

Note 1. Pour les niveaux de tension entre 0 et 0,25 p.u., les centrales éoliennes doivent respecter la durée minimale calculée par la fonction suivante : $D = 3,4 V + 0,15$; où D est la durée minimale et V est la tension en p.u.

Note 2. Un blocage temporaire est autorisé, après un délai de 0,022 seconde; lorsque la tension de composante directe dépasse 1,25 p.u. Le fonctionnement normal est cependant requis dès que la tension redescend sous le seuil de 1,25 p.u.

Norme PRC-024-1 — Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Annexe QC-PRC-024-1

Dispositions particulières de la norme PRC-024-1 applicables au Québec

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois, 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de groupe de production
2. **Numéro :** PRC-025-1
Objet : Régler les relais de protection sensibles à la charge associés aux *installations* de production de manière à éviter les déclenchements inutiles des groupes de production pendant une perturbation du réseau pour des conditions qui ne posent pas de risque de dommage à l'équipement associé.
3. **Applicabilité :**
 - 3.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 3.1.1. *Propriétaire d'installation de production* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.1.2. *Propriétaire d'installation de transport* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.1.3. *Distributeur* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.2. **Installations :** Les *éléments* suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *système de production-transport d'électricité* (BES), y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :
 - 3.2.1. groupes de production ;
 - 3.2.2. transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU) ;
 - 3.2.3. transformateurs de service auxiliaire de groupe (UAT) qui fournissent l'ensemble de l'alimentation nécessaire pour maintenir un ou des groupes de production en service¹ ;
 - 3.2.4. *éléments* qui relient les transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES (ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale) ;
 - 3.2.5. *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources dispersées.

¹ Ces transformateurs, peu importe leur dénomination, servent à fournir l'ensemble de l'alimentation auxiliaire de la centrale lorsque les groupes sont en marche. La perte de ces transformateurs entraîne le retrait du service des groupes de production. Se reporter à la section Principes directeurs et fondements techniques de la norme PRC-025-1 pour plus de détails sur les transformateurs de service auxiliaire de groupe.

4. Contexte :

Après l'analyse d'un bon nombre des perturbations importantes survenues depuis 25 ans dans le réseau électrique interconnecté de l'Amérique du Nord on a découvert que des groupes de production ont déclenché à cause de conditions qui ne présentaient apparemment pas de risque direct pour ces groupes ou pour les équipements associés au cours de la période pendant laquelle le déclenchement s'est produit. Ces déclenchements ont souvent augmenté l'étendue ou la durée de la perturbation. Ce phénomène a été reconnu comme un facteur important dans la panne générale survenue en août 2003 dans le nord-est du continent nord-américain². Pendant la phase de rétablissement d'une perturbation, la perturbation peut montrer un comportement de « perturbation de tension » où la tension du réseau peut chuter fortement et fluctuer. Afin de soutenir le réseau pendant cette phase transitoire d'une perturbation, la présente norme établit des critères pour que les relais de protection sensibles à la charge soient réglés de façon que les groupes de production individuels puissent fournir de la puissance réactive, dans les limites de leur capacité dynamique, pendant ces périodes transitoires pour aider le réseau à se rétablir de la perturbation de tension. Le déclenchement prématuré ou inutile de groupes de production entraînant la perte de puissance réactive dynamique, aggrave la perturbation de tension et modifie ainsi le caractère de la perturbation du réseau. De plus, la perte de puissance active pourrait déclencher ou exacerber une perturbation de fréquence.

5. **Date d'entrée en vigueur** : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production, propriétaire d'installation de transport et distributeur* doit appliquer les réglages conformément à l'annexe 1, Réglages des relais, de la norme PRC-025-1 pour chaque relais de protection sensible à la charge, tout en maintenant une protection fiable contre les défauts. [*Facteur de risque(VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

M1. Pour chaque relais de protection sensible à la charge, chaque *propriétaire d'installation de production, propriétaire d'installation de transport et distributeur* doit avoir des pièces justificatives (résumés de calculs, feuilles de chiffrier, rapports de simulation, fiches de réglage, etc.) attestant l'application des réglages conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-025-1 : Réglages des relais.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~Responsable de la surveillance de l'application des normes~~ Responsable des mesures pour assurer la conformité

Tel que défini dans les règles de procédure de la NERC, le terme « ~~responsable de la surveillance de l'application des normes~~ responsable des mesures pour assurer la

² Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant, *Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada*, novembre 2003 <http://www.nerc.com/docs/docs/blackout/814BlackoutReport.pdf>

conformité » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance et de mise en application des normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable de la surveillance de l'application des normes* *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité tel qu'indiqué ci-après, à moins que son *CEA responsable des mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

- Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 et la mesure M1 pour les trois années civiles les plus récentes.
- Si un *propriétaire d'installation de production*, un *propriétaire d'installation de transport* ou un *distributeur* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et présentés par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Élevé	Sans objet	Sans objet	Sans objet .	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> , le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>distributeur</i> n'a pas appliqué les réglages prescrits à l'annexe 1 de la norme PRC-025-1 : Réglages des relais, à un relais de protection sensible à la charge.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Comité sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Subcommittee) de la NERC, juillet 2010, « Power Plant and Transmission System Protection Coordination »

IEEE C37.102-2006, Guide for AC Generator Protection

PRC-025-1 – Annexe 1 : Réglages des relais

Introduction

La présente norme n'oblige pas le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* à utiliser les fonctions de protection indiquées au tableau 1. Chaque *propriétaire d'installation de production*, chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *distributeur* qui applique des relais de protection sensibles à la charge sur leurs *éléments* listés à l'alinéa 3.2, *Installations*, doit utiliser une des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais (« le Tableau 1 »), pour régler chaque élément de relais de protection sensible à la charge conformément à son application et au type de relais. La tension de barre est liée aux critères pour les diverses applications indiquées au Tableau 1.

Groupes de production

Les valeurs des critères de réglage d'activation de relais pour les groupes synchrones sont établies à partir de la capacité de puissance active brute maximale du groupe, en mégawatts (MW), telle que déclarée au *planificateur de réseau de transport*, et à partir de la capacité de puissance réactive du groupe, en mégavoltampères réactifs (Mvar), selon la valeur en MW calculée d'après la caractéristique assignée du groupe en mégavoltampères (MVA) au facteur de puissance nominal. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité maximale devra être utilisée aux fins de la présente norme.

Les valeurs des critères de réglage d'activation de relais pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), sont dérivées à partir de la puissance complexe globale maximale de l'installation, en MVA, déclarée au *planificateur de réseau de transport*, y compris les Mvar produits par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive.

Dans le cas d'application où des groupes synchrones et asynchrones sont combinés à un transformateur élévateur de groupe ou sur des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe (GSU) au *réseau de transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES (ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale), les critères de réglage d'activation doivent être déterminés par addition vectorielle des critères de réglage pour chaque type de groupe, et avec la tension de barres qui correspond à l'application et au type de relais du groupe synchrone.

Transformateurs

Les calculs qui tiennent compte du rapport de transformation du transformateur GSU doivent utiliser la prise effectivement appliquée (en service), dans le cas de transformateurs GSU à changeurs de prise à vide (DETC). Si des changeurs de prise en charge (LTC) sont utilisés, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible à la barre de groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance nominale au rapport de transformation du transformateur GSU doit être utilisé.

Les applications dont la topologie est plus complexe, par exemple des groupes de production reliés à un transformateur à enroulements multiples, ne sont pas directement abordées par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités avec ces topologies devraient alors régler leurs relais de manière qu'ils n'opèrent pas et ne se déclenchent pas dans les conditions abordées par la présente norme.

Lignes multiples

Les applications qui utilisent une topologie plus complexe, par exemple des lignes multiples qui relient des transformateurs élévateurs de groupe (GSU) au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES (ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale), ne sont pas directement abordés par les critères du Tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités avec ces topologies doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils n'opèrent pas dans les conditions visées par la présente norme.

Exclusions

La présente norme ne s'applique pas aux systèmes de protection suivants :

- 1 éléments de relais qui sont en service seulement pendant le démarrage ;
- 2 éléments de relais de protection sensibles à la charge qui sont armés seulement lorsque le groupe de production n'est pas relié au réseau (par exemple des éléments de surintensité de circuit non directionnels utilisés en combinaison avec des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts) ;
- 3 éléments de relais de détection de défauts de phase servant à superviser d'autres éléments de distance de phase sensibles à la charge (par exemple pour prévenir tout fonctionnement intempestif en cas de perte de potentiel) pourvu que l'élément de distance soit réglé conformément à la présente norme ;
- 4 éléments de relais de protection qui sont activés seulement en cas de défaillance d'autres éléments de protection (par exemple des éléments de surintensité de courant qui sont activés seulement en cas de perte de potentiel) ;
- 5 éléments de relais de protection utilisés seulement pour des *automatismes de réseau* visés par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale ;
- 6 systèmes de protection qui détectent les surcharges de groupe et qui sont conçus pour agir en coordination avec la capacité court terme du groupe selon une caractéristique inverse extrême réglée pour un délai d'intervention d'au moins 7 secondes à 218 % du courant à pleine charge (par exemple le courant d'armature nominal), et pour prévenir le fonctionnement à moins de 115 % du courant à pleine charge³ ;
- 7 systèmes de protection qui détectent les surcharges de transformateur et qui sont conçus pour intervenir seulement pendant les périodes où l'opérateur a au moins 15 minutes pour répondre aux conditions de surcharge ;

Tableau 1

Le tableau 1 qui commence à la page suivante est structuré et mis en page de manière à aider le lecteur à identifier une option pour un relais de protection donné sensible à la charge.

La première colonne indique l'application (par exemple groupes de production synchrones ou asynchrones, transformateurs élévateurs de groupe, transformateurs de service auxiliaire et *éléments* qui

³ IEEE C37.102-2006, "Guide for AC Generator Protection", article 4.1.1.2.

relient des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale). Des bandes horizontales bleu foncé sauf l'en-tête qui se répète à chaque page délimitent les diverses applications.

La deuxième colonne présente les relais de protection sensibles à la charge (21, 50, 51, 51V-C, 51V-R ou 67) qui correspondent à l'application de la première colonne. Les démarcations entre les différents types de relais pour une application donnée sont signalées par des bandes horizontales bleu clair. Ces bandes horizontales ne contiennent pas de texte.

La troisième colonne utilise la numérotation alphanumérique des options possibles de réglage des relais de protection sensibles à la charge pour l'application et le type de relais. Une autre bande horizontale bleu clair, plus courte et contenant le mot « OU », signale au lecteur que plusieurs options existent pour déterminer la tension au jeu de barres et les critères de réglage (quatrième et cinquième colonnes, respectivement). Les colonnes « tension de barre » et « critères de réglage d'activation » présentent les critères pour déterminer le réglage approprié.

De plus, le tableau est formaté en mettant une trame de fond qui signale les groupes de relais associés aux applications de groupe asynchrone. Les applications de groupe synchrone et de transformateur de service auxiliaire de groupe ne sont pas tramées. Aussi, des zones tampons intentionnelles sont insérées afin que les options semblables soient présentées autant que possible sur une même page. Il est à noter que pour certaines applications, les options disponibles peuvent s'étendre sur plus d'une page.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Groupes synchrones, ou éléments utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i>	1a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		1b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			

⁴ Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prises hors tension (DETC) les calculs qui utilisent le rapport de transformation du transformateur élévateur de groupe doivent utiliser la prise du transformateur qui est effectivement en service. Si des changeurs de prise de charge (LTC) sont utilisés, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible à la barre du groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance de la plaque signalétique pour le rapport d'enroulement nominal du transformateur GSU doit être utilisé.

PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production

		1c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance réactive brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Groupes synchrones, ou <i>éléments</i> utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) ou (51V-R) – à retenue de tension	2a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		2b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		2c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ou; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance réactive brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	

Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51V-C) – asservi à la tension (configuré pour fonctionner en fonction de la tension)	3	Tension de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	La consigne de tension doit être réglée au-dessous de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe
Début d'une autre application ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), ou <i>éléments</i> utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i>	4	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance inscrite à la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) ou (51V-R) – à retenue de tension	5	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51V-C) – asservi à la tension (configuré pour fonctionner en fonction de la tension)	6	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	La consigne de tension doit être réglée au-dessous de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe

Début d'une autre application à la page suivante

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs élévateurs de groupe reliés à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 14.	7a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		7b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
OU					

PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production

		7c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs élévateurs reliés à des groupes synchrones	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 15	8a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		8b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		8c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs élévateurs reliés à des groupes synchrones	Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 16	9a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		9b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
OU					

PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production

		9c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
--	--	----	---	--

Début d'une autre application à la page suivante

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Transformateurs éleveurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur éleveur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 17	10	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur éleveur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – côté basse tension du transformateur éleveur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 18	11	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur éleveur, pour les relais à surintensité de courant installés sur le côté basse tension	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur)	Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 19	12	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)	
Début d'une autre application ci-après					
Transformateurs de service auxiliaire de groupe de production (UAT)	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – aux bornes côté haute tension du transformateur de service auxiliaire, le déclenchement du relais entraînant la mise hors circuit du groupe associé	13a	1,0 p.u. de la tension nominale des enroulements du transformateur de service auxiliaire	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique maximale (en MVA) du transformateur de service auxiliaire	
		OU			
		13b	Tension au jeu de barres du transformateur de service auxiliaire correspondant au courant mesuré	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré du transformateur de service auxiliaire à la capacité de puissance active brute maximale du groupe déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i>	
Début d'une autre application à la page suivante					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Éléments qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces éléments pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 7	14a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal

		OU		
		14b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Éléments qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces éléments pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des groupes synchrones	Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 8	15a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		15b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Éléments qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces éléments pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des groupes synchrones	Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 9	16a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		16b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Début d'une autre application ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 10</p>	17	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	<p>Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après</p>			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de barre ⁴	Critères de réglage des relais
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU de groupe de production au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateurGSU, utiliser l'option 11</p>	18	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application avec un autre type de relais à la page suivante			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur élévateur ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 12</p>	19	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
Fin du tableau 1				

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à la norme pour exposer le justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le [Conseil d'administration de la NERC](#), le contenu de ces boîtes de texte a été transféré dans cette section.

Justification pour E1

L'exigence E1 est une exigence basée sur le risque qui exige de l'entité responsable de prendre en considération chaque relais de protection visé par la norme et d'y appliquer un réglage approprié, d'après ses calculs ou une simulation, pour les conditions indiquées à l'annexe 1.

Les critères de l'annexe 1 représentent des conditions de courte durée pendant lesquelles des *installations* de production sont capables de fournir au réseau de la puissance réactive, et ont été mises hors circuit dans le passé, aggravant ainsi les perturbations dans réseau.

L'expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l'exigence E1 indique que l'entité responsable doit se conformer à la présente norme tout en respectant ses objectifs de protection. Pour de plus amples renseignements, consulter l'introduction de la section Principes directeurs et fondements techniques.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	15 août 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme

Norme PRC-025-1 — Capacité de charge des relais de groupes de production

Annexe QC-PRC-025-1

Dispositions particulières de la norme PRC-025-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de groupes de production

2. **Numéro :** PRC-025-1

Objet : Aucune disposition particulière

3. **Applicabilité :**

3.1. **Entités fonctionnelles :**

Aucune disposition particulière

3.2. **Installations :** Les éléments suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *réseau de transport principal* (RTP), y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :

3.2.1. aucune disposition particulière ;

3.2.2. aucune disposition particulière ;

3.2.3. aucune disposition particulière ;

3.2.4. *éléments* qui relient les transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du RTP (*ces éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale) ;

3.2.5. aucune disposition particulière.

3.3. **Exemptions :** Les installations de production qui ne sont pas raccordées au RTP sont exemptées de l'application de la présente norme.

4. **Contexte**

Aucune disposition particulière

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

1.1. **Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité**

Norme PRC-025-1 — Capacité de charge des relais de groupes de production

Annexe QC-PRC-025-1

Dispositions particulières de la norme PRC-025-1 applicables au Québec

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

PRC-025-1 – Annexe 1 Réglages des relais

Aucune disposition particulière

Tableau 1

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Critères de comportement de la planification du réseau de transport
2. **Numéro :** TPL-001-4
3. **Objet :** Établir des critères de comportement de la planification du réseau de *transport* dans l'horizon de planification, afin de développer un *système de production-transport d'électricité* (BES) qui fonctionnera de façon fiable dans une grande variété de conditions de *réseau* et malgré des *contingences* probables très variées.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
 - 4.1.1. *Coordonnateur de la planification*
 - 4.1.2. *Planificateur de réseau de transport*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Les exigences E1 et E7 ainsi que les définitions entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'approbation réglementaire appropriée. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, les exigences E1 et E7 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption par le cConseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité.

Sauf dans les cas indiqués ci-après, les exigences E2 à E6 et l'exigence E8 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'approbation réglementaire appropriée. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, toutes les exigences, sauf dans les cas indiqués ci-après, entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'adoption par le cConseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité.

Pendant 84 mois civils à compter du premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'approbation réglementaire appropriée, ou, dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, le premier jour du premier trimestre civil à survenir 84 mois civils après l'adoption par le cConseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux organismes gouvernementaux responsables de la fiabilité, les *plans d'actions correctives* applicables aux catégories de *contingences* et d'événements suivantes, définies au tableau 1 de la norme TPL-001-4, pourront recourir à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme* (conformément à l'alinéa 2.7.3 de l'exigence E2), mesures qui ne seraient pas normalement admises en vertu de la norme TPL-001-4 :

 - P1-2 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
 - P1-3 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
 - P2-1
 - P2-2 (plus de 300 kV)
 - P2-3 (plus de 300 kV)
 - P3-1 à P3-5
 - P4-1 à P4-5 (plus de 300 kV)
 - P5 (plus de 300 kV)

B. Exigences

- E1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit tenir à jour des modèles de *réseau* pour sa zone aux fins des études nécessaires pour compléter son *évaluation de la planification*. Ces modèles doivent utiliser des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, complétées par d'autres sources au besoin, y compris les éléments représentés dans le *plan d'actions correctives*, et doivent représenter les conditions projetées du *réseau*. Ces informations correspondent à la catégorie P0 du tableau 1, qui représente les conditions normales du *réseau*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 1.1.** Les modèles de *réseau* doivent représenter :
- 1.1.1.** Les *installations* existantes ;
 - 1.1.2.** Les indisponibilités connues d'*installations* de production ou de *transport* d'une durée d'au moins six mois ;
 - 1.1.3.** Les nouvelles *installations* projetées et les changements aux *installations* existantes ;
 - 1.1.4.** Les prévisions de *charge* active et de *charge* réactive ;
 - 1.1.5.** Les engagements connus pour le *service de transport ferme* et les *échanges* ;
 - 1.1.6.** Les ressources (du côté de la production ou de la charge) requises pour alimenter la *charge*.
- E2.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit préparer annuellement une *évaluation de la planification* pour sa portion du BES. Cette *évaluation de la planification* doit être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles (selon les critères de l'alinéa 2.6 de l'exigence E2), documenter les hypothèses et présenter sous forme succincte les résultats des analyses en régime permanent, des analyses de court-circuit et des analyses de *stabilité*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 2.1.** Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse en régime permanent qui porte sur l'*horizon de planification du transport à court terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par des études annuelles courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. Les études admissibles doivent porter notamment sur les conditions suivantes :
- 2.1.1.** La pointe de *charge* du *réseau* pour l'*année un* ou l'*année deux*, ainsi que pour l'*année cinq*.
 - 2.1.2.** La *charge hors pointe* du *réseau* pour une des cinq années.
 - 2.1.3.** Les événements P1 du tableau 1, avec modélisation des indisponibilités connues conformément à l'alinéa 1.1.2 de l'exigence E1, dans les conditions de pointe ou *hors pointe* du *réseau* lors desquelles les indisponibilités connues sont programmées.
 - 2.1.4.** Pour chacune des études indiquées aux alinéas 2.1.1 et 2.1.2 de l'exigence E2, un ou plusieurs cas de sensibilité doivent être utilisés pour démontrer l'impact des changements aux hypothèses de base adoptées pour le modèle. À cette fin, l'analyse de sensibilité de l'*évaluation de la planification* doit faire varier une ou plusieurs des conditions suivantes à un degré suffisant pour éprouver le *réseau* dans une plage de conditions crédibles qui donnent lieu à un changement mesurable dans la réponse du *réseau* :

- la *charge* réelle et réactive projetée ;
 - les transferts prévus ;
 - les dates prévues de mise en service des *installations de transport* nouvelles ou modifiées ;
 - la capacité des ressources réactives ;
 - les mises en service ou désaffectations de groupes de production, ou d'autres scénarios de répartition ;
 - les *charges* modulables et la *gestion de la demande* ;
 - la durée ou le moment des indisponibilités de *transport* connues.
- 2.1.5.** Lorsque la stratégie d'équipement de rechange d'une entité est susceptible d'entraîner l'indisponibilité d'un équipement de *transport* important dont le délai de livraison est d'au moins un an (par exemple un transformateur), l'impact de cette indisponibilité possible sur le comportement du réseau doit être étudié. Les études doivent tenir compte des catégories P0, P1 et P2 définies au tableau 1, avec les conditions de réseau attendues pendant l'indisponibilité possible de cet équipement à long délai de livraison.
- 2.2.** Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de régime permanent qui porte sur l'*horizon de planification du transport à long terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par l'étude courante annuelle suivante, en plus d'études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2 :
- 2.2.1.** Une étude courante qui évalue les conditions de *pointe* prévues du *réseau* pour une des années de l'*horizon de planification du transport à long terme*, avec raisonnement du choix de l'année en question.
- 2.3.** La portion analyse de court-circuit de l'*évaluation de la planification* doit être effectuée annuellement pour l'*horizon de planification du transport à court terme* et peut être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. L'analyse doit servir à déterminer si les disjoncteurs ont un pouvoir de coupure suffisant pour les *défauts* qu'ils devront éliminer en utilisant le modèle de court-circuit du *réseau*, avec les *installations* de production et de *transport* en service planifié qui sont susceptibles d'influer sur la zone d'étude.
- 2.4.** Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de *stabilité* qui porte sur l'*horizon de planification du transport à court terme* doit être évaluée annuellement et être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2. Les études suivantes sont requises :
- 2.4.1.** La *pointe de charge* du *réseau* pour une des cinq années. Les niveaux de *charge* de pointe doivent être liés à un modèle de *charge* qui représente le comportement dynamique prévu des *charges* susceptibles d'influer sur la zone d'étude, compte tenu du comportement des *charges* de moteur à induction. Un modèle de *charge* globale du *réseau* qui représente le comportement dynamique de l'ensemble de la *charge* est acceptable.
- 2.4.2.** La *charge hors pointe* du *réseau* pour une des cinq années.
- 2.4.3.** Pour chacune des études indiquées aux alinéas 2.4.1 et 2.4.2 de l'exigence E2, un ou plusieurs cas de sensibilité doivent être utilisés pour démontrer l'impact des changements aux hypothèses de base adoptées pour le modèle. À cette fin,

l'analyse de sensibilité de l'*évaluation de la planification* doit faire varier une ou plusieurs des conditions suivantes à un degré suffisant pour éprouver le *réseau* dans une plage de conditions crédibles qui donnent lieu à un changement mesurable de performance :

- les hypothèses quant au niveau de *charge*, à la prévision de *charge* ou au modèle de *charge* dynamique ;
- les transferts prévus ;
- les dates prévues de mise en service des *installations de transport* nouvelles ou modifiées ;
- la capacité des ressources réactives ;
- les mises en service ou désaffectations de groupes de production, ou d'autres scénarios de répartition.

2.5. Pour l'*évaluation de la planification*, la partie de l'analyse de *stabilité* qui porte sur l'*horizon de planification du transport à long terme* doit évaluer l'impact d'ajouts ou de changements importants projetés à la capacité de production sur cette période et doit être appuyée par des études courantes ou par des études passées admissibles selon l'alinéa 2.6 de l'exigence E2, et doit comprendre une documentation à l'appui du raisonnement technique des changements importants envisagés.

2.6. Il est permis d'utiliser des études passées pour appuyer l'*évaluation de la planification* si ces études répondent aux exigences suivantes :

2.6.1. Pour une étude de régime permanent, de court-circuit ou de *stabilité*, l'étude doit dater d'au plus cinq années civiles, à moins qu'un raisonnement technique puisse être fourni pour démontrer que les résultats d'une étude plus ancienne demeurent valides.

2.6.2. Pour une étude de régime permanent, de court-circuit ou de *stabilité*, aucun changement important ne doit avoir été apporté au *réseau* représenté dans l'étude. Une documentation à l'appui du raisonnement technique de l'absence de changements importants doit être fournie.

2.7. Pour les événements de planification indiqués au tableau 1, lorsque l'analyse montre que le réseau ne répond pas aux critères de comportement du tableau 1, l'*évaluation de la planification* doit comporter un ou des *plans d'actions correctives* indiquant comment les critères de comportement seront respectés. 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. Il n'est pas nécessaire d'établir des *plans d'actions correctives* pour modifier les critères de comportement en réponse à un seul cas de sensibilité analysé selon les alinéas 2.1.4 et 2.4.3 de l'exigence E2. 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.
- 2.7.2.** Comporter des actions visant à résoudre des lacunes de comportement signalées dans plusieurs études de sensibilité, ou présenter un raisonnement de la non-nécessité de ces actions.
- 2.7.3.** Si des situations échappant au contrôle du *planificateur de réseau de transport* ou du *coordonnateur de la planification* surviennent et empêchent la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* dans les délais prescrits, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* est autorisé à recourir à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme* pour corriger une situation qui ne serait normalement pas permise selon le tableau 1, à condition de documenter les mesures prises pour corriger la situation. Le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit documenter la situation à l'origine du problème, les autres solutions évaluées, ainsi que le recours à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme*.
- 2.7.4.** Faire l'objet d'une révision lors des *évaluations de la planification* annuelles subséquentes, afin que sa validité soit confirmée et que le statut de mise en œuvre des *installations de réseau* et des *procédures d'exploitation* indiquées soit tenu à jour.
- 2.8.** Pour l'analyse de court-circuit, si le courant de court-circuit à interrompre par les disjoncteurs, tel que déterminé selon l'alinéa 2.3 de l'exigence E2, dépasse leur *caractéristique assignée*, l'*évaluation de la planification* doit comprendre un *plan d'actions correctives* pour corriger les infractions liées aux *caractéristiques assignées de l'équipement*. Ce *plan d'actions correctives* doit remplir les conditions suivantes :
- 2.8.1.** Présenter la liste des lacunes du *réseau*, avec les actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*.
 - 2.8.2.** Faire l'objet d'une révision lors des *évaluations de la planification* annuelles subséquentes, afin que sa validité soit confirmée et que le statut de mise en œuvre des *installations de réseau* et des *procédures d'exploitation* indiquées soit tenu à jour.
- E3.** Pour la portion analyse en régime permanent de l'*évaluation de la planification*, chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit effectuer des études pour l'*horizon de planification du transport à court et à long terme* conformément aux alinéas 2.1 et 2.2 de l'exigence E2. Ces études doivent utiliser des modèles de simulation

informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]

- 3.1. Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le BES répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de *contingences* établie d'après l'alinéa 3.4 de l'exigence E3.
- 3.2. Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 3.5 de l'exigence E3.
- 3.3. Les analyses des *contingences* spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2 de l'exigence E3 doivent remplir les conditions suivantes :
 - 3.3.1. Simuler le retrait de tous les éléments que le *système de protection* et d'autres commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*, sans intervention des opérateurs. Les analyses doivent s'étendre à l'impact des événements subséquents suivants :
 - 3.3.1.1. Déclenchement des groupes de production, lorsque des simulations montrent que les tensions au jeu de barres des groupes de production ou du côté haute tension des transformateurs élévateurs sont inférieures à la limite minimale connue ou présumée en régime permanent du groupe de production ou de sa tenue aux creux de tension. L'évaluation doit indiquer toutes les hypothèses posées.
 - 3.3.1.2. Déclenchement d'éléments de *transport* si les limites de capacité de *charge* des relais sont dépassées.
 - 3.3.2. Simuler la commande automatique prévue de dispositifs existants ou projetés conçus pour assurer la commande en régime permanent des grandeurs du réseau électrique, si ces dispositifs influent sur la zone d'étude. Ces dispositifs peuvent comprendre notamment des transformateurs déphaseurs, des transformateurs avec changeur de prises en charge ainsi que des condensateurs et des inductances commutables.
- 3.4. Les événements de planification du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du BES doivent être identifiés et une liste de ces *contingences* à évaluer en fonction des critères de comportement du *réseau*, conformément à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui.
 - 3.4.1. Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent travailler en coordination avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes pour faire en sorte que les *contingences* dans les *réseaux* adjacents susceptibles d'influer sur leur *réseau* soient également inscrites dans la liste de *contingences*.
- 3.5. Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l'appui. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des *déclenchements en cascade*, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences et les effets nuisibles doit être effectuée.

- E4.** Pour l'analyse de *stabilité* prescrite aux alinéas 2.4 et 2.5 de l'exigence E2 dans le cadre de l'évaluation de la planification, chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit effectuer les analyses de *contingences* indiquées au tableau 1. Ces analyses doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 4.1.** Des études doivent être effectuées pour les événements de planification afin de déterminer si le BES répond aux critères de comportement du tableau 1 en se basant sur la liste de *contingences* établie d'après l'alinéa 4.4 de l'exigence E4.
- 4.1.1.** Pour l'événement de planification P1 : aucun groupe de production ne doit décrocher. Le fait qu'un groupe de production soit débranché du *réseau* par l'élimination d'un défaut ou par l'action d'un *automatisme de réseau* n'est pas considéré comme un décrochage.
- 4.1.2.** Pour les événements de planification P2 à P7 : lorsqu'un groupe de production décroche au cours d'une simulation, les fluctuations d'impédance apparente qui s'ensuivent ne doivent pas entraîner la mise hors circuit d'aucun élément du réseau de *transport*, sauf le groupe de production et les *installations* qui y sont raccordées directement.
- 4.1.3.** Pour les événements de planification P1 à P7 : les oscillations de puissance doivent présenter un amortissement jugé acceptable par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.
- 4.2.** Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 4.5 de l'exigence E4.
- 4.3.** Les analyses des *contingences* spécifiées aux alinéas 4.1 et 4.2 de l'exigence E4 doivent remplir les conditions suivantes :
- 4.3.1.** Simuler le retrait de tous les éléments que le *système de protection* et d'autres commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*, sans intervention des opérateurs. Les analyses doivent s'étendre à l'impact des événements subséquents suivants :
- 4.3.1.1.** Réenclenchement à grande vitesse (moins de 1 seconde) réussi et réenclenchement à grande vitesse non réussi à la suite d'un *défaut*, si des dispositifs de réenclenchement à grande vitesse sont utilisés.
- 4.3.1.2.** Déclenchement des groupes de production, lorsque des simulations montrent que les tensions au jeu de barres des groupes de production ou du côté haute tension des transformateurs élévateurs sont inférieures à la valeur de tenue du groupe de production aux creux de tension. L'évaluation doit indiquer toutes les hypothèses posées.
- 4.3.1.3.** Déclenchement de lignes de *transport* ou de transformateurs, si les oscillations transitoires entraînent l'intervention du *système de protection*, d'après des modèles de relais génériques ou réels.
- 4.3.2.** Simuler la commande automatique prévue de dispositifs existants ou projetés conçus pour assurer la commande en régime dynamique des grandeurs du réseau électrique, si ces dispositifs influent sur la zone d'étude. Ces dispositifs peuvent comprendre notamment des stabilisateurs d'excitation de groupes de

production, des stabilisateurs de puissance, des compensateurs statiques, des contrôleurs de transit de puissance et des contrôleurs de *transport* de courant continu.

- 4.4.** Les événements de planification du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du BES doivent être identifiés et une liste de ces *contingences* à évaluer en fonction des critères de comportement du *réseau*, conformément à l’alinéa 4.1 de l’exigence E4. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l’appui.
- 4.4.1.** Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent travailler en coordination avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes pour faire en sorte que les *contingences* dans les *réseaux* adjacents susceptibles d’influer sur leur *réseau* soient également inscrites dans la liste de *contingences*.
- 4.5.** Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l’alinéa 4.2 de l’exigence E4. Le raisonnement du choix des *contingences* à évaluer doit être fourni à l’appui. Si l’analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des *déclenchements en cascade*, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d’en atténuer les conséquences doit être effectuée.
- E5.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit avoir des critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-*contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*. Dans le cas de la réponse aux tensions transitoires, les critères doivent au minimum spécifier une limite inférieure de tension et une durée maximale pendant laquelle les tensions transitoires peuvent demeurer sous cette limite. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- E6.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit définir et documenter, dans son *évaluation de la planification*, les critères ou la méthodologie utilisés dans l’analyse pour déterminer l’instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l’instabilité de la tension ou l’îlotage non contrôlé. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- E7.** Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*, doit établir les responsabilités individuelles et partagées de chaque entité relativement aux études requises pour l’*évaluation de la planification*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification à long à terme*]
- E8.** Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit distribuer le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* adjacents et aux *planificateurs de réseau de transport* adjacents, dans les 90 jours civils après avoir terminé ses évaluations de la planification, ainsi qu’à toute entité fonctionnelle ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en fait la demande par écrit, dans les 30 jours suivant cette demande. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 8.1.** Si un destinataire des résultats d’*évaluation de la planification* présente des commentaires écrits sur ces résultats, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* concerné doit fournir une réponse écrite au destinataire dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

Tableau 1 – Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité

Régime permanent et stabilité

- a. Le *réseau* doit demeurer stable. Il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ni d'îlotage non contrôlé.
- b. Une *perte de charge subordonnée* ou une perte de production résultant des événements ci-après, à l'exception de P0, sont acceptables.
- c. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et autres dispositifs sont censés débrancher automatiquement pour chaque événement.
- d. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.
- e. Les réglages de *réseau* planifiés, comme les changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables à l'intérieur du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'une installation*.

Régime permanent seulement

- f. Les *caractéristiques assignées d'une installation* visée ne doivent pas être dépassées.
- g. Les tensions en régime permanent du *réseau* et les écarts de tension post-*contingence* doivent être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.
- h. L'événement de planification P0 s'applique uniquement au régime permanent.
- i. La réponse d'une *charge* sensible aux variations de tension qui est débranchée du *réseau* par un équipement du consommateur final en réponse à un événement n'est pas considérée comme un facteur qui contribue au respect des critères de comportement en régime permanent.

Stabilité seulement

- j. La réponse aux tensions transitoires doit être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.

Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut ²	Niveau du BES ³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée
P0 Pas de <i>contingence</i>	<i>Réseau</i> normal	Aucun	S. O.	THT et HT	Non	Non
P1 <i>Contingence</i> simple	<i>Réseau</i> normal	Perte d'un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de <i>transport</i> 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶	3Ø	THT et HT	Non ⁹	Non ¹²
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut ²	Niveau du BES ³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée
P2 Contingence simple	Réseau normal	1. Ouverture d'une section de ligne sans défaut ⁷	S.O.	THT et HT	Non ⁹	Non ¹²
		2. <i>Défaut</i> dans une section de barre	1ØT	THT	Non ⁹	Non
				HT	Oui	Oui
		3. <i>Défaut interne</i> d'un disjoncteur ⁸ (autre qu'un <i>disjoncteur d'attache</i>)	1ØT	THT	Non ⁹	Non
HT	Oui			Oui		
4. <i>Défaut interne</i> d'un disjoncteur (<i>disjoncteur d'attache</i>) ⁸	1ØT	THT et HT	Oui	Oui		
P3 Contingence multiple	Perte de groupe de production, puis réglages du réseau ⁹	Perte d'un des éléments suivants :	3Ø	THT et HT	Non ⁹	Non ¹²
		1. Groupe de production				
		2. Circuit de <i>transport</i>				
		3. Transformateur ⁵				
		4. Élément shunt ⁶				
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			
P4 Contingence multiple (défaut <i>plus disjoncteur bloqué</i> ¹⁰)	Réseau normal	Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (autre qu'un <i>disjoncteur d'attache</i>) bloqué ¹⁰ pendant une tentative d'élimination d'un défaut sur un des éléments suivants :	1ØT	THT	Non ⁹	Non
		1. Groupe de production				
		2. Circuit de <i>transport</i>		HT	Oui	Oui
		3. Transformateur ⁵				
		4. Élément shunt ⁶				
		5. Section de barre				
		6. Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (<i>disjoncteur d'attache</i>) bloqué ¹⁰ pendant une tentative d'élimination d'un défaut sur le jeu de barre connexe	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut ²	Niveau du BES ³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée
P5 <i>Contingence multiple (défaut plus défaillance d'opération d'un relais)</i>	Réseau normal	Élimination retardée d'un défaut due à la défaillance d'un relais non redondant ¹³ censé protéger l'élément en défaut, pour un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de transport 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶ 5. Section de barre	1ØT	THT	Non ⁹	Non
				HT	Oui	Oui
P6 <i>Contingence multiple (chevauchement de deux contingences simples)</i>	Perte d'un des éléments suivants suivi de réglages du réseau ⁹ : 1. Circuit de transport 2. Transformateur ⁵ 3. Élément shunt ⁶ 4. Pôle d'une ligne à courant continu	Perte d'un des éléments suivants : 1. Circuit de transport 2. Transformateur ⁵ 3. Élément shunt ⁶ 4. Pôle d'une ligne à courant continu	3Ø	THT et HT	Oui	Oui
			1ØT	THT et HT	Oui	Oui
P7 <i>Contingence multiple (support commun)</i>	Réseau normal	Perte de : 1. Deux circuits adjacents (verticalement ou horizontalement) sur un support commun ¹¹ 2. Perte d'une ligne à courant continu bipolaire	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Tableau 1 – Événements extrêmes pour le comportement en régime permanent et en stabilité

Régime permanent et stabilité

Pour tous les événements extrêmes évalués :

- a. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et les commandes automatiques sont censés débrancher pour chaque *contingence*.
- b. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.

Régime permanent

1. Perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur suivi, avant l'application des réglages du *réseau*, de la perte d'un seul autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur.
2. Événements dans une zone locale ayant un effet sur le *réseau de transport*, par exemple :
 - a. perte d'une ligne sur pylônes de trois circuits ou plus¹¹ ;
 - b. perte de toutes les lignes de *transport* d'une *emprise commune*¹¹ ;
 - c. perte d'un poste de sectionnement ou poste (perte d'un niveau de tension et des transformateurs) ;
 - d. perte de tous les groupes d'une centrale ;
 - e. perte d'une *charge* importante ou d'un centre de consommation majeur.
3. Événements dans une zone étendue ayant un effet sur le *réseau de transport* en raison de la topologie du réseau, par exemple :
 - a. perte de deux centrales de production résultant de conditions comme les suivantes :
 - i. perte d'un important gazoduc desservant une ou plusieurs régions où se trouve une importante production au gaz naturel ;
 - ii. perte de l'usage d'une grande quantité d'eau utilisée pour le refroidissement d'installations de production ;
 - iii. incendies de forêt ;
 - iv. fortes intempéries (ouragans, tornades, etc.) ;
 - v. cyberattaque réussie ;
 - vi. mise à l'arrêt d'une ou de plusieurs centrales nucléaires et d'installations connexes pendant au moins une journée pour des causes communes, comme des problèmes touchant des centrales de même type ;
 - b. autres événements susceptibles, selon l'expérience d'exploitation, d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.

Stabilité

1. À partir d'une situation initiale découlant de la perte d'un seul groupe de production, circuit de *transport*, pôle de ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur, appliquer un défaut triphasé sur un autre groupe de production, circuit de *transport*, pôle d'une autre ligne à courant continu, élément shunt ou transformateur avant l'application des réglages du *réseau*.
2. Événements dans une zone locale ou étendue ayant un effet sur le *réseau de transport*, par exemple :
 - a. défaut triphasé sur un groupe de production, avec un disjoncteur bloqué¹⁰ ou un relais défectueux¹³ entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
 - b. défaut triphasé sur un circuit de *transport*, avec un disjoncteur bloqué¹⁰ ou un relais défectueux¹³ entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
 - c. défaut triphasé sur un transformateur, avec un disjoncteur bloqué¹⁰ ou un relais défectueux¹³ entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
 - d. défaut triphasé sur une section de barre, avec un disjoncteur bloqué¹⁰ ou un relais défectueux¹³ entraînant l'*élimination retardée du défaut* ;
 - e. défaut triphasé interne d'un disjoncteur ;
 - f. autres événements déterminés d'après l'expérience d'exploitation, par exemple des événements déclencheurs qu'on juge susceptibles d'entraîner des perturbations dans une zone étendue.

Tableau 1 – Notes sur le comportement en régime permanent et en stabilité
(Événements de planification et événements extrêmes)

1. Si l'événement analysé met en jeu des éléments du BES à plusieurs niveaux de tension du *réseau*, c'est le niveau de tension le moins élevé du ou des éléments retirés aux fins de l'événement analysé qui établit les critères de comportement déclarés concernant la permission d'interruption du *service de transport ferme* et de *perte de charge non subordonnée*.
2. Sauf indication particulière, simuler l'*élimination normale des défauts*. Les *défauts* monophasés à la terre (1ØT) ou triphasés (3Ø) sont les types de défaut à évaluer dans les simulations de *stabilité* pour l'événement décrit. Une étude de défaut triphasé ou biphasé à la terre qui indique que les critères sont respectés est une preuve suffisante que ces critères seraient également respectés en cas de *défaut* monophasé à la terre.
3. Les références au niveau du système de production-transport d'électricité (BES) concernent les installations à très haute tension (THT), définies comme fonctionnant à plus de 300 kV, et les installations à haute tension (HT), définies comme fonctionnant à 300 kV et moins. Les désignations THT et HT permettent d'établir des critères de comportement différents quant à l'autorisation d'interruption du *service de transport ferme* et de *perte de charge non subordonnée*.
4. La réduction du *service de transport ferme* conditionnel est permise lorsque les conditions ou événements à l'étude constituent la base du *service de transport ferme* conditionnel.
5. Pour les événements d'indisponibilité de transformateur autre que de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence, telle que spécifiée à la note 1, s'applique à l'enroulement côté basse tension (à l'exclusion des enroulements tertiaires). Pour les événements d'indisponibilité de groupe de production ou de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence correspond à la tension connectée au BES (côté haute tension du transformateur élévateur). Les exigences applicables aux transformateurs s'appliquent aussi aux transformateurs à fréquence variable et aux transformateurs déphaseurs.
6. Les exigences applicables aux éléments shunt s'appliquent aussi aux dispositifs « flexible alternating current transmission system » (FACTS) reliés à la terre.
7. Ouverture d'une extrémité de section de ligne en l'absence de défaut dans un circuit de *transport* configuré normalement qui fait en sorte que la ligne desserve une *charge* radiale à partir d'un point d'alimentation unique.
8. L'expression « défaut interne d'un disjoncteur » signifie que le défaut est situé à l'intérieur même du disjoncteur, ce qui entraîne un défaut dans le *réseau* qui doit être éliminé par les protections en amont et en aval du disjoncteur.
9. Le processus de planification devrait avoir notamment pour objectif de réduire au minimum la probabilité et l'ampleur de toute interruption du *service de transport ferme* découlant d'événements de *contingence*. La réduction du *service de transport ferme* est autorisée à titre d'ajustement du réseau (selon l'expression utilisée à la colonne Situation initiale du tableau 1), et aussi à titre de correctif lorsqu'elle découle d'un changement approprié de répartition de ressources dont la réaffectation est obligée, si l'on peut démontrer que les *installations*, à l'intérieur et à l'extérieur de la région du *planificateur de réseau de transport*, restent à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* applicables et que le changement de répartition n'entraîne aucune *perte de charge non subordonnée*. Si les options de changement de répartition sont limitées, on devra tenir compte des sensibilités associées à la disponibilité de ces ressources.
10. Dans le cas d'un disjoncteur à commande simultanée des pôles, l'expression « disjoncteur bloqué » signifie que les trois phases du disjoncteur restent fermées. Dans le cas d'un disjoncteur à opération des pôles indépendants de type IPO ou d'un disjoncteur à déclenchement des pôles indépendants de type IPT, on présume qu'un seul pôle reste fermé. Un disjoncteur bloqué a pour conséquence l'*élimination retardée du défaut*.
11. À l'exclusion des circuits qui se trouvent sur des supports communs (événement de planification P7 et événement extrême 2a d'analyse en régime permanent) ou dans une *emprise* commune (événement extrême 2b d'analyse en régime permanent) sur une distance de 1,6 km (1 mille) ou moins.
12. Le processus de planification vise notamment à réduire au minimum la probabilité et l'ampleur d'une *perte de charge non subordonnée* par suite d'événements de planification. Dans des circonstances limitées, une perte de charge non subordonnée peut être nécessaire sur toute l'étendue de l'horizon de planification afin d'assurer le respect des critères de comportement du BES. Cependant, lorsqu'on a recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 sur l'*horizon de planification du transport à court terme* afin de respecter les critères de comportement du BES, une telle interruption est limitée à des circonstances dans lesquelles cette perte de charge répond aux conditions présentées à l'annexe 1. La *perte de charge non subordonnée* admissible selon la note 12 ne doit jamais dépasser 75 MW pour les entités visées aux États-Unis. Pour les entités visées d'un autre territoire, la valeur de cette perte de charge doit être établie selon les exigences ou sous la supervision de l'organisme gouvernemental pertinent ou de l'agence qui le représente dans le territoire en question.
13. S'applique aux fonctions ou aux types suivants de relais : pilote (n° 85), de distance (n° 21), différentiel (n° 87), de courant (n°s 50, 51 et 67), de tension (n°s 27 et 59), directionnel (n°s 32 et 67) et de déclenchement (n°s 86 et 94).

Annexe 1

I. Processus de consultation des parties concernées

Pour toute *évaluation de la planification*, avant que le recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 soit autorisé dans le cadre d'un *plan d'actions correctives* sur l'*horizon de planification du transport à court terme* de l'*évaluation de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit soumettre le raisonnement d'un tel recours à un processus ouvert et transparent de consultation des parties concernées. L'entité responsable peut adopter un processus existant ou établir un nouveau processus, mais celui-ci doit comprendre les points suivants :

1. Les réunions doivent être ouvertes aux parties concernées, notamment les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité.
2. Un préavis des réunions doit être donné aux parties concernées, notamment les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité, et comporter un ordre du jour indiquant :
 - a. la date, l'heure et le lieu de la réunion ;
 - b. le ou les endroits précis de la *perte de charge non subordonnée* proposée selon la note 12 ;
 - c. une période pendant laquelle les parties concernées pourront transmettre leurs commentaires.
3. Une information adéquate sur le but visé et sur l'ampleur de la *perte de charge non subordonnée* proposée selon la note 12 doit être mise à la disposition des participants à la réunion, et comporter les détails prescrits à la section II ci-après.
4. Une procédure appropriée doit permettre aux parties concernées de soumettre par écrit des questions ou préoccupations et de recevoir des réponses par écrit.
5. Un mécanisme de résolution des différends doit être prévu pour les questions ou préoccupations soulevées en vertu de l'alinéa 4 ci-dessus et auxquelles la partie concernée n'obtient pas une réponse satisfaisante.

L'entité responsable n'est pas tenue de reprendre le processus de consultation des parties concernées pour une proposition relative à la note 12 dans le cadre d'*évaluations de la planification* subséquentes, à moins que les conditions spécifiées à la section II ci-après aient changé significativement pour la proposition en question.

II. Information à fournir en vertu de l'alinéa 3 du processus de consultation des parties concernées

L'entité responsable doit documenter tout recours proposé à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, en précisant les renseignements suivants :

1. Conditions dans lesquelles une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 serait nécessaire :
 - a. niveau de *charge* du *réseau* et estimation du nombre annuel d'heures d'exposition à une *charge* égale ou supérieure à ce niveau ;
 - b. *contingences* pertinentes et *installations* que ces *contingences* forceraient à s'écarter de leurs caractéristiques nominales pertinentes.
2. Valeur de la *perte de charge non subordonnée*, avec :
 - a. estimation du nombre et du type de clients touchés ;

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

- b. explication des effets sur la santé, la sécurité et le bien-être de la population du recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.
3. Estimation de la fréquence des *pertes de charge non subordonnées* selon la note 12, d'après l'historique d'exploitation.
4. Préviation de la durée des *pertes de charge non subordonnées* selon la note 12, d'après l'historique d'exploitation.
5. Moyens envisagés pour réduire le besoin de recourir à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.
6. Assurance que les critères de comportement des normes de fiabilité TPL seront respectés suivant l'application de la note 12.
7. Solutions de rechange à une *perte de charge non subordonnée* envisagées et raisonnement de la décision de ne pas opter pour ces solutions compte tenu de la note 12.
8. Évaluation du potentiel de chevauchement des recours à la note 12, notamment les chevauchements avec les *planificateurs de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes.

III. Cas dans lesquels un examen réglementaire est requis pour une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12

Avant qu'une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 soit autorisée comme élément d'un *plan d'actions correctives* au cours de l'année ou d'une *évaluation de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doit s'assurer que les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité n'ont pas d'objection au recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, dans l'un ou l'autre des cas suivants :

1. Si le niveau de tension de la *contingence* est supérieur à 300 kV, ce niveau étant déterminé ainsi :
 - a. si la *contingence* analysée met en jeu des éléments du BES à plusieurs niveaux de tension du *réseau*, c'est le niveau de tension du *réseau* le moins élevé du ou des éléments retirés aux fins de la *contingence* analysée qui établit les critères de comportement déclarés concernant l'autorisation d'une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, ou ;
 - b. pour une *contingence* d'indisponibilité de transformateur autre que de transformateur élévateur de groupe de production, la limite de 300 kV s'applique à l'enroulement côté basse tension (à l'exclusion des enroulements tertiaires). Pour une *contingence* de groupe de production ou de transformateur élévateur de groupe de production, la limite de 300 kV s'applique à la tension connectée au BES (côté haute tension du transformateur élévateur).
2. Si la *perte de charge non subordonnée* planifiée selon la note 12 est d'au moins 25 MW.

Une fois reçue l'assurance que les organismes de réglementation pertinents responsables du service de distribution de l'électricité n'ont pas d'objection au recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit soumettre à l'ERO l'information prescrite aux alinéas 1 à 8 de la section II ci-dessus, afin de permettre d'établir si des *impacts négatifs sur la fiabilité* peuvent découler du recours proposé à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12.

C. Mesures

- M1.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative, sous forme électronique ou papier, attestant qu'il tient à jour pour sa zone des modèles de *réseau* alimentés par des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, y compris des éléments représentés dans la *plan d'actions correctives*, et que ces modèles représentent les conditions projetées du *réseau* conformément à l'exigence E1.
- M2.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, attestant qu'il a préparé une *évaluation de la planification* annuelle pour sa portion du BES conformément à l'exigence E2.
- M3.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, des études utilisées pour préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E3.
- M4.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, des études utilisées pour préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E4.
- M5.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, de la documentation qui indique les critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension *post-contingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*, conformément à l'exigence E5.
- M6.** Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit fournir une pièce justificative datée, sous forme électronique ou papier, de la documentation qui indique les critères ou la méthodologie utilisés dans l'analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l'instabilité de la tension ou l'ilotage non contrôlé afin de préparer l'*évaluation de la planification*, conformément à l'exigence E6.
- M7.** Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*, doit fournir des documents datés – par exemple des procès-verbaux de réunion, des lettres d'entente et des courriels – qui attestent la conclusion d'une entente sur les responsabilités individuelles et partagées relativement à la réalisation des études requises pour l'*évaluation de la planification* et aux évaluations requises, conformément à l'exigence E7.
- M8.** Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir une pièce justificative – par exemple des avis par courriel, une documentation de mise à jour de pages Web, des reçus postaux indiquant le destinataire et la date ou encore la pièce justificative d'un affichage public – attestant qu'il a distribué le résultat de ses *évaluations de la planification* aux *coordonnateurs de la planification* et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils après les avoir terminées, ainsi qu'à toute entité fonctionnelle ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en a fait la demande par écrit, dans les 30 jours suivant cette demande, et que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur les résultats de l'*évaluation de la planification*, dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E8.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable ~~de la surveillance de l'application des normes~~ des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Sans objet

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations volontaires

Plaintes

1.4. Conservation des pièces justificatives

Le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité comme indiqué ci-après, à moins que leur *responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité* leur demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Les modèles utilisés dans l'*évaluation de la planification* en vigueur et dans une *évaluation de la planification* antérieure, conformément à l'exigence E1, mesure M1.
- Les *évaluations de la planification* effectuées depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E2, mesure M2.
- Les études effectuées à l'appui de leurs *évaluations de la planification* depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence R3, mesure M3.
- Les études effectuées à l'appui de leurs *évaluations de la planification* depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence R4, mesure M4.
- La documentation indiquant les critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension post-contingence et à la réponse aux tensions transitoires pour le *réseau* depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E5, mesure M5.
- La documentation indiquant les critères ou la méthodologie utilisés dans l'analyse pour déterminer l'instabilité du *réseau* pour des conditions comme les *déclenchements en cascade*, l'instabilité de la tension ou l'îlotage non contrôlé, aux fins des *évaluations de la planification* effectuées depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E6, mesure M6.
- La documentation sur les ententes en vigueur relatives aux responsabilités des différentes entités, ainsi que la documentation sur les ententes adoptées depuis le dernier audit de conformité, conformément à l'exigence E7, mesure M7.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité comme indiqué ci-après, à moins que son responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ *mesures pour assurer la conformité* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête :

- Trois années civiles après les échanges indiqués à l'exigence E8, mesure M8.

Si le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que le retour à la conformité soit constaté ou la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Un des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 n'est pas représenté dans le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable.	Deux des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable.	Trois des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable.	Au moins quatre des éléments des alinéas 1.1.1 à 1.1.6 de l'exigence E1 ne sont pas représentés dans le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable. OU Le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable ne représente pas les conditions projetées du <i>réseau</i> conformément à l'exigence E1. OU Le modèle de <i>réseau</i> de l'entité responsable n'a pas utilisé des données compatibles à celles fournies conformément aux normes MOD-010 et MOD-012, et autres sources, y compris les éléments représentés dans le <i>plan d'actions correctives</i> .
E2	L'entité responsable n'a pas respecté l'alinéa 2.6 de l'exigence E2.	L'entité responsable n'a pas respecté l'alinéa 2.3 ou l'alinéa 2.8 de l'exigence E2.	L'entité responsable n'a pas respecté un des alinéas suivants de l'exigence E2 : 2.1, 2.2, 2.4, 2.5 ou 2.7.	L'entité responsable n'a pas respecté au moins deux des alinéas suivants de l'exigence E2 : 2.1, 2.2, 2.4 ou 2.7. OU L'entité responsable n'a pas une <i>évaluation de la planification</i> annuelle complétée.
E3	L'entité responsable n'a pas recensé les événements de planification indiqués à l'alinéa 3.4 de l'exigence E3, ou les événements extrêmes indiqués à l'alinéa 3.5 de l'exigence E3.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'une des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas de deux des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'au moins trois des catégories (P2 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué les

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
		les études indiquées à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3 pour déterminer l'impact des événements extrêmes.	L'entité responsable n'a pas effectué l'analyse de <i>contingences</i> indiquée à l'alinéa 3.3 de l'exigence E3.	études requises pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas des catégories P0 ou P1 du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas utilisé pour ses études des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.
E4	L'entité responsable n'a pas recensé les événements de planification indiqués à l'alinéa 4.4 de l'exigence E4, ou les événements extrêmes indiqués à l'alinéa 4.5 de l'exigence E4.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'une des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4 pour déterminer l'impact des événements extrêmes.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas de deux des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas effectué l'analyse de <i>contingences</i> indiquée à l'alinéa 4.3 de l'exigence E4.	L'entité responsable n'a pas effectué les études indiquées à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4 pour déterminer si le BES répond aux critères de comportement dans le cas d'au moins trois des catégories (P1 à P7) du tableau 1. OU L'entité responsable n'a pas utilisé pour ses études des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1.
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas adopté de critères relatifs aux limites acceptables de tension du <i>réseau</i> en régime permanent, aux écarts de tension post- <i>contingence</i> et à la réponse aux tensions transitoires pour son <i>réseau</i> .
E6	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas défini et documenté les critères ou la méthodologie utilisés dans son analyse pour déterminer l'instabilité du <i>réseau</i> conformément à l'exigence E6.
E7	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas établi, en collaboration avec chacun de ses <i>planificateurs de réseau de</i>

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

	VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
				<i>transport</i> , les responsabilités individuelles et partagées de chaque entité relativement aux études requises.
E8	<p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents, mais dans un délai supérieur à 90 jours civils et d'au plus 120 jours civils après les avoir terminées.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 30 jours civils et d'au plus 40 jours civils suivant cette demande.</p>	<p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents, mais dans un délai supérieur à 120 jours civils et d'au plus 130 jours civils après les avoir terminées.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 40 jours civils et d'au plus 50 jours civils suivant cette demande.</p>	<p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents, mais dans un délai supérieur à 130 jours civils et d'au plus 140 jours civils après les avoir terminées.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 50 jours civils et d'au plus 60 jours civils suivant cette demande.</p>	<p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents, mais dans un délai supérieur à 140 jours civils après les avoir terminées.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux <i>coordonnateurs de la planification</i> adjacents et aux <i>planificateurs de réseau de transport</i> adjacents.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit, mais dans un délai supérieur à 60 jours civils suivant cette demande.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas distribué le résultat de ses <i>évaluations de la planification</i> aux entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité et qui en ont fait la demande par écrit.</p>

E. Différences régionales

Aucune

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouveau
0	8 février 2005	Approbation par le conseil d'administration <u>de la NERC</u> .	Révision
0	3 juin 2005	Correction du renvoi dans M1 à TPL-001-0 E2.1 et à TPL-001-0 E2.2.	Erratum
0	24 juillet 2007	Correction du renvoi dans M1 à TPL-001-0 E1 et à TPL-001-0 E2.	Erratum
0.1	29 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration <u>de la NERC</u> des errata ; changement à « 0.1 » du numéro de version.	Erratum
0.1	13 mai 2009	Approbation par la FERC ; mise à jour de la date d'entrée en vigueur et des pieds de page	Révision
1	Approbation par le <u>c</u> Conseil d'administration <u>de la NERC</u> 17 février 2011	Révision de la note b aux fins de la conformité à l'ordonnance RM06-16-009 de la FERC.	Révision (projet 2010-11)
2	4 août 2011	Révision de TPL-001-1, avec intégration et amélioration des exigences des normes TPL-001-0, TPL-002-0, TPL-003-0 et TPL-004-0 en une seule norme unifiée, homogène et complète : TPL-001-2. Abrogation de TPL-005-0 et de TPL-006-0.	Révision complète (projet 2006-02)
2	4 août 2011	Adoption par le conseil d'administration <u>de la NERC</u> .	
1	19 avril 2012	L'ordonnance 762 de la FERC conclut au renvoi des normes TPL-001-1, TPL-002-1b, TPL-003-1a et TPL-004-1. La FERC publie aussi une proposition réglementaire (NOPR) portant sur le renvoi de TPL-001-2. La NERC est invitée à réviser la note b pour la rendre conforme aux ordonnances 762 et 693.	
3	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC. La norme TPL-001-3 est créée après l'approbation par le <u>c</u> Conseil d'administration <u>de la NERC</u> de la note b révisée dans la norme TPL-002-2b, votée et jointe aux normes TPL-001-0.1, TPL-002-0b, TPL-003-0a et TPL-004-0.	
4	7 février 2013	Adoption par le <u>c</u> Conseil d'administration de la NERC. La norme TPL-001-4 est adoptée par le <u>c</u> conseil d'administration <u>de la NERC</u> sous le numéro TPL-001-3, mais l'erreur de numérotation a été repérée et corrigée avant le dépôt auprès des organismes de réglementation.	
4	17 octobre 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme	

Norme TPL-001-4 — Critères de comportement de la planification du réseau de transport

		TPL-001-4 (L'ordonnance en vigueur le 23 décembre 2013).	
4	7 mai 2014	Adoption par le c Conseil d'administration de la NERC du changement au VRF de l'exigence E1 passant de moyen à élevé.	

Annexe QC-TPL-001-4
Dispositions particulières de la norme TPL-001-4 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Critères de comportement applicables à la planification des réseaux de transport

2. Numéro : TPL-001-4

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau « bulk »* (BPS).

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'approbation réglementaire applicable. Cependant, avant le 1^{er} janvier 2022, les *plans d'actions correctives* applicables aux catégories de *contingences* et d'événements suivantes, définies au tableau 1 de la norme TPL-001-4, pourront recourir à une *perte de charge non subordonnée* ou à une réduction du *service de transport ferme* (conformément à l'alinéa 2.7.3 de l'exigence E2), mesures qui ne seraient pas normalement admises en vertu de la norme TPL-001-4 :

- P1-2 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
- P1-3 (pour une interruption contrôlée de l'alimentation électrique à des clients d'un réseau local raccordés à l'élément en *défaut*, ou alimentés par celui-ci)
- P2-1
- P2-2 (plus de 300 kV)
- P2-3 (plus de 300 kV)
- P3-1 à P3-5
- P4-1 à P4-5 (plus de 300 kV)
- P5 (plus de 300 kV)

B. Exigences

Aucune disposition particulière

Annexe QC-TPL-001-4
Dispositions particulières de la norme TPL-001-4 applicables au Québec

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de ~~la surveillance de l'application des normes~~ mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.5. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Tableau 1

Ce tableau s'applique seulement aux installations du réseau « bulk » (BPS) en ce qui a trait aux :

- Catégories
- Contingences
- Limites du réseau ou impacts

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x		Nouvelle