

**NORMES DE FIABILITÉ DE LA NERC
(VERSION FRANÇAISE)**

A. Introduction

1. **Titre :** Exigences relatives au raccordement des installations
2. **Numéro :** FAC-001-2
3. **Objet :** Afin d'éviter tout effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*, les *propriétaires d'installation de transport* ainsi que les *propriétaires d'installation de production* visés doivent documenter et rendre disponibles leurs exigences relatives au raccordement des *installations* afin que les entités qui souhaitent réaliser des raccordements disposent de l'information appropriée.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production visé*
 - 4.1.2.1 *Propriétaire d'installation de production* qui, en vertu d'une entente en vigueur, doit effectuer une étude d'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à sa propre *installation* existante qui sert au raccordement au réseau de *transport*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** La norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'adoption de la 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 un an après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit documenter ses exigences relatives au raccordement des *installations*, les mettre à jour au besoin et les fournir sur demande. Les exigences relatives au raccordement des *installations* de chaque *propriétaire d'installation de transport* doivent porter sur le raccordement des *installations* suivantes :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
 - 1.1. *installations* de production ;
 - 1.2. *installations* de transport ;
 - 1.3. *installations* de distribution et de consommation.
- M1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant ses exigences relatives au raccordement des *installations*) attestant son entière conformité à l'exigence E1.
- E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit documenter ses exigences relatives au raccordement des *installations* et les fournir sur demande dans les 45 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui sert au raccordement au réseau de *transport*.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]

- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant ses exigences relatives au raccordement des *installations*) attestant son entière conformité à l'exigence E2.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit préciser les éléments suivants dans ses exigences relatives au raccordement des *installations* :
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 3.1.** procédures encadrant des études coordonnées sur de nouveaux raccordements ou la modification substantielle d'*installations* déjà raccordées ainsi que leur impact sur le ou les réseaux touchés ;
- 3.2.** procédures de notification des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés par les nouveaux raccordements ou la modification substantielle d'*installations* déjà raccordées.
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant les exigences relatives au raccordement des *installations* ainsi que les procédures) attestant son entière conformité à l'exigence E3.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit préciser les éléments suivants dans ses exigences relatives au raccordement des *installations* :
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 4.1.** procédures encadrant des études coordonnées sur de nouveaux raccordements et leur impact sur le ou les réseaux touchés ;
- 4.2.** procédures de notification des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés par les nouveaux raccordements.
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant les exigences relatives au raccordement des *installations* ainsi que les procédures) attestant son entière conformité à l'exigence E4.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de l'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable de la surveillance de 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 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* et le *propriétaire d'installation de production* visé doivent conserver les données ou éléments de pièce justificative de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que le *responsable de la surveillance de la conformité* leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Les entités responsables doivent conserver les pièces justificatives documentaires pendant trois ans.

Si une entité responsable est jugée non conforme à une exigence, elle 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 doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

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

Audits de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuels

Enquête de conformité

Déclarations de non-conformité volontaires

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	S. O.	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a mises à jour au besoin, mais ne les a pas fournies sur demande.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a fournies sur demande, mais ne les a pas mises à jour au besoin.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations, les a mises à jour au besoin et les a fournies sur demande, mais ses exigences omettent un des éléments spécifiés aux alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1.</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations, mais ne les a pas mises à jour au besoin et ne les a pas fournies sur demande.</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations, les a mises à jour au besoin et les a fournies sur demande, mais ses exigences omettent deux des éléments spécifiés aux alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1.</i></p>	<p><i>Le propriétaire d'installation de transport n'a pas documenté ses exigences relatives au raccordement des installations.</i></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	<p>Le propriétaire d'installation de production visé a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a fournies sur demande, mais dans un délai de plus de 45 jours civils et d'au plus 60 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une installation d'un tiers à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui sert au raccordement au réseau de transport.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production visé a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a fournies sur demande, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une installation d'un tiers à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui sert au raccordement au réseau de transport.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production visé a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a fournies sur demande, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact que pourrait avoir sur la fiabilité du raccordement d'une installation d'un tiers à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui sert au raccordement au réseau de transport.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production visé n'a pas documenté et fourni sur demande ses exigences relatives au raccordement des installations dans un délai de 80 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une installation d'un tiers à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui sert au raccordement au réseau de transport.</p>

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E3	Planification à long terme	Faible	S. O.	S. O.	Le propriétaire d'installation de transport a omis un des éléments spécifiés aux alinéas 3.1 et 3.2 de l'exigence E3 dans ses exigences relatives au raccordement des <i>installations</i> .	Le propriétaire d'installation de transport a omis les deux éléments spécifiés aux alinéas 3.1 et 3.2 de l'exigence E3 dans ses exigences relatives au raccordement des <i>installations</i> .
E4	Planification à long terme	Faible	S. O.	S. O.	Le propriétaire d'installation de production visé a omis un des éléments spécifiés aux alinéas 4.1 et 4.2 de l'exigence E4 dans ses exigences relatives au raccordement des <i>installations</i> .	Le propriétaire d'installation de production visé a omis les deux éléments spécifiés aux alinéas 4.1 et 4.2 de l'exigence E4 dans ses exigences relatives au raccordement des <i>installations</i> .

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Principes directeurs et fondements techniques

La décision d'une entité de considérer que des installations déjà raccordées ont subi ou non une « modification substantielle » doit être étayée techniquement et documentée. Étant donné que ce qui constitue une « modification substantielle » peut varier d'une entité à l'autre, il est entendu que cette détermination doit reposer sur le bon jugement technique.

Exigence E3 :

Les éléments de l'alinéa 3.1 de la version précédente de la norme (à l'exception des deux premiers points, ajoutés par l'équipe de rédaction du projet 2010-02) ont été transférés à la section Éclaircissements et commentaires techniques afin de laisser aux entités la latitude voulue pour déterminer les exigences relatives au raccordement qui sont techniquement pertinentes à leurs *installations* respectives. La présence de ces éléments parmi les alinéas des exigences E3 et E4 aurait eu un effet trop prescriptif, car souvent certains éléments de cette liste ne s'appliquent pas à toutes les entités visées ; en outre, certaines entités visées auront des exigences qui ne figurent pas dans cette liste.

Chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *propriétaire d'installation de production* visé doivent envisager d'intégrer les éléments suivants à leurs exigences relatives au raccordement des *installations* :

- procédures de demande de raccordement d'une nouvelle *installation* ou de modification substantielle d'une *installation* déjà raccordée ;
- données nécessaires pour une étude adéquate de l'*installation* à raccorder ou à modifier ;
- niveau de tension et capacité ou demande en puissance active et réactive au point de raccordement ;
- contraintes imposées aux disjoncteurs et protection contre les surtensions transitoires rapides ;
- protection et coordination des protections du réseau ;
- mesurage et télécommunications ;
- mise à la terre et sécurité publique ;
- isolement et coordination de l'isolement ;
- contrôle de la tension, de la *puissance réactive* (y compris les exigences minimales des dispositifs de réglage statique ou dynamique) et du facteur de puissance ;
- incidences sur la qualité de l'onde électrique ;
- caractéristiques nominales des équipements ;
- synchronisation des *installations* ;
- coordination de la maintenance ;
- problèmes d'exploitation (fréquence et tensions anormales) ;
- exigences relatives à l'inspection des *installations* nouvelles ou modifiées substantiellement ;
- communications et procédures en conditions d'exploitation normales et d'urgence.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur.	Nouvelle norme
1		Ajout d'exigences visant les propriétaires d'installation de production et mise à niveau générale du format de la norme.	Révision dans le cadre du projet 2010-07
1	9 février 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
1	19 septembre 2013	Ratification de la norme FAC-001-1 par une ordonnance de la FERC du 19 septembre 2013. Cette norme entrera en vigueur le 25 novembre 2013 pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i> , et le 1 ^{er} janvier 2015 pour les <i>propriétaires d'installation de production</i> .	
2		Révisions selon les recommandations du groupe FAC Five-Year Review Team.	Révision dans le cadre du projet 2010-02
2	14 août 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
2	6 novembre 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme FAC-001-2.	

Norme FAC-001-2 — Exigences relatives au raccordement des installations

Annexe QC-FAC-001-2

Dispositions particulières de la norme FAC-001-2 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 :** Exigences relatives au raccordement des installations
2. **Numéro :** FAC-001-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** 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 son 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**

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 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

Norme FAC-001-2 — Exigences relatives au raccordement des installations

Annexe QC-FAC-001-2

Dispositions particulières de la norme FAC-001-2 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 :** Caractéristiques assignées des installations
2. **Numéro :** FAC-008-3
3. **Objet :** Faire en sorte que les *caractéristiques assignées des installations* considérées pour planifier et obtenir un fonctionnement fiable du *système de production-transport d'électricité* « BES » sont établies selon des principes techniques appropriés. Une *caractéristique assignée d'une installation* est essentielle pour établir les limites d'exploitation du réseau.
4. **Applicabilité**
 - 1.1. *Propriétaire d'installation de transport*
 - 1.2. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Le premier jour du premier trimestre civil à survenir douze mois après l'approbation réglementaire applicable, ou, dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, le premier jour du premier trimestre civil à survenir douze mois après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC.

B. Exigences

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir de la documentation pour établir les *caractéristiques assignées des installations* pour les *installations* de production qu'il possède à part entière ou en copropriété jusqu'aux bornes basse tension du transformateur élévateur de tension principal si celui-ci ne lui appartient pas ou jusqu'aux bornes haute tension du transformateur élévateur de tension principal si celui-ci lui appartient. [*Facteur de risque (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
 - E1.1. Cette documentation doit préciser les hypothèses utilisées pour évaluer les caractéristiques du groupe de production, ainsi qu'au moins un des éléments ci-dessous :
 - Informations sur la conception ou la construction telles que des critères de conception, des caractéristiques assignées fournies par les équipementiers, des schémas ou spécifications des équipements, des études d'ingénierie, des méthodes conformes aux normes de l'industrie (ANSI ou IEEE, par exemple), ou une méthode d'ingénierie éprouvée au moyen d'essais ou d'études d'ingénierie;
 - Informations sur l'exploitation telles que des résultats d'essai de mise en service, des tests de performance ou des relevés de performances antérieures, lesquels pouvant être complétés par des études techniques.
 - E1.2. La documentation doit être compatible avec le principe selon lequel les *caractéristiques assignées d'une installation* ne dépassent pas la plus restrictive des *caractéristiques assignées d'un équipement* applicables des équipements individuels qui constituent l'*installation*.
- E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir par écrit une méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* (la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations*) des équipements qu'il possède à part entière ou en copropriété qui relie l'emplacement visé en E1 au point de raccordement avec le *propriétaire d'installation de transport*. Cette méthode doit comporter tous les éléments ci-dessous : [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]

- E2.1.** la méthode servant à établir les *caractéristiques assignées* des équipements dont les *installations* sont constituées doit être compatible avec au moins un des éléments suivants :
- les *caractéristiques assignées* fournies par les équipementiers ou tirées de leurs spécifications (plaques signalétiques, par exemple);
 - une ou plusieurs normes de l'industrie élaborées suivant un processus ouvert, par exemple celles de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) ou du Conseil international des grands réseaux électriques (CIGRÉ);
 - une pratique éprouvée au moyen d'essais, de relevés de performances antérieures ou d'études d'ingénierie.
- E2.2.** les hypothèses, critères de conception et méthodes sous-jacents utilisés pour établir les *caractéristiques assignées des équipements* visés à la sous-exigence E2.1, y compris le moyen retenu pour tenir compte de chacun des éléments suivants :
- E2.2.1.** les normes en matière d'établissement des *caractéristiques assignées des équipements* ayant servi à l'élaboration de la méthode;
- E2.2.2.** les *caractéristiques assignées* fournies par les équipementiers ou tirées de leurs spécifications;
- E2.2.3.** les conditions ambiantes (conditions particulières, conditions moyennes ou conditions variant en temps réel);
- E2.2.4.** les limites d'exploitation¹.
- E2.3.** un énoncé stipulant qu'une *caractéristique assignée d'une installation* doit respecter la plus restrictive des *caractéristiques assignées d'un équipement* applicables des équipements individuels qui constituent l'*installation*;
- E2.4.** le processus d'établissement des *caractéristiques assignées* des équipements qui constituent une *installation* :
- E2.4.1.** les équipements à considérer doivent comprendre, sans s'y limiter, les conducteurs, les transformateurs, les dispositifs de protection à relais, les équipements terminaux et les équipements de compensation shunt et série;
- E2.4.2.** les *caractéristiques assignées* à définir doivent au minimum comprendre les *caractéristiques assignées en situation normale et en situation d'urgence*.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une méthode par écrit d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* (la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations*) des *installations* qu'il possède à part entière ou en copropriété (à l'exception des *installations* de production visées aux exigences E1 et E2). Cette méthode doit comprendre tous les éléments ci-dessous : [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- E3.1.** la méthode servant à établir les *caractéristiques assignées* des équipements dont les *installations* sont constituées doit être compatible avec au moins un des éléments suivants :

¹ Par exemple : déclassement temporaire d'un équipement endommagé, conformément aux pratiques usuelles des services publics.

Norme FAC-008-3 — Caractéristiques assignées des installations

- les *caractéristiques assignées* fournies par les équipementiers ou tirées de leurs spécifications (plaques signalétiques, par exemple);
 - une ou plusieurs normes de l'industrie élaborées suivant un processus ouvert, par exemple celles de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) ou du Conseil international des grands réseaux électriques (CIGRÉ);
 - une pratique éprouvée au moyen d'essais, de relevés de performances antérieures ou d'études d'ingénierie.
- E3.2.** les hypothèses, critères de conception et méthodes sous-jacents utilisés pour établir les *caractéristiques assignées des équipements* visés à la sous-exigence E3.1, y compris le moyen retenu pour tenir compte de chacun des éléments suivants :
- E3.2.1.** les normes en matière d'établissement des *caractéristiques assignées des équipements* ayant servi à l'élaboration de la méthode;
 - E3.2.2.** les *caractéristiques assignées* fournies par les équipementiers ou tirées de leurs spécifications;
 - E3.2.3.** les conditions ambiantes (conditions particulières, conditions moyennes ou conditions variant en temps réel);
 - E3.2.4.** les limites d'exploitation².
- E3.3.** un énoncé stipulant qu'une *caractéristique assignée d'une installation* doit respecter la plus restrictive des *caractéristiques assignées d'un équipement* applicables des équipements individuels qui constituent l'*installation*;
- E3.4.** le processus d'établissement des *caractéristiques assignées* des équipements qui constituent une *installation* :
- E3.4.1.** les équipements à considérer doivent comprendre, sans s'y limiter, les conducteurs, les transformateurs, les dispositifs de protection à relais, les équipements terminaux et les équipements de compensation shunt et série;
 - E3.4.2.** les *caractéristiques assignées* à définir doivent au minimum comprendre les *caractéristiques assignées en situation normale et en situation d'urgence*.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit soumettre sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations*, et chaque *propriétaire d'installation de production* doit soumettre sa documentation utilisée pour établir ses *caractéristiques assignées des installations* et sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations*, pour inspection et examen technique, aux *coordonnateurs de la fiabilité, exploitants de réseau de transport, planificateurs de réseau de transport* et *responsables de la planification* qui ont des responsabilités envers la zone où se trouvent les *installations* associées, dans les 21 jours civils suivant la réception d'une demande à cet effet. [*Facteur de risque (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*] (Retrait approuvé par la FERC effectif le 21 janvier 2014.)
- E5.** Si un *coordonnateur de la fiabilité, un exploitant de réseau de transport, un planificateur de réseau de transport* ou un *responsable de la planification* formule des observations écrites à la suite de son examen technique de la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* d'un *propriétaire d'installation de transport* ou sur la documentation utilisée

² Par exemple : déclassement temporaire d'un équipement endommagé, conformément aux pratiques usuelles des services publics.

pour établir les *caractéristiques assignées des installations* et la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* d'un *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit fournir une réponse à l'entité ayant formulé des observations dans les 45 jours civils suivant la réception des observations. La réponse doit indiquer si une modification sera apportée à la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* et, dans la négative, pourquoi. [Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification de l'exploitation] **Retrait approuvé par la FERC effectif le 21 janvier 2014.**

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir pour les installations qu'il possède à part entière ou en copropriété des *caractéristiques assignées des installations* compatibles avec sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* ou avec la documentation ayant servi à établir les *caractéristiques assignées des installations*. [Facteur de risque (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

E7. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir les *caractéristiques assignées des installations* (pour les *installations qu'il possède à part entière ou en copropriété* qui sont existantes, nouvelles, modifiées ou reclassées) à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité, responsables de la planification, propriétaires d'installation de transport, planificateurs de réseau de transport* et *exploitants de réseau de transport* associés, selon le calendrier établi par ces entités. [Facteur de risque (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

Mis en forme : Police :Italique

E8. Chaque *propriétaire d'installation de transport* (et chaque *propriétaire d'installation de production* visé à l'exigence E2) doit fournir l'information demandée (pour les installations qu'il possède à part entière ou en copropriété qui sont existantes, nouvelles, modifiées ou reclassées) à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité, responsables de la planification, propriétaires d'installation de transport, planificateurs de réseau de transport* et *exploitants de réseau de transport* associés, selon les dispositions énoncées ci-dessous : [Facteur de risque (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

E8.1. selon le calendrier établi par les demandeurs :

E8.1.1. les *caractéristiques assignées des installations*;

E8.1.2. la désignation de l'équipement le plus restrictif des installations;

E8.2. dans un délai de 30 jours civils (ou à une date ultérieure si précisée par le demandeur) pour toute *installation* demandée dont le *courant thermique assigné* restreint l'utilisation d'*installations* soumises à l'autorité du demandeur parce qu'il cause un des effets suivants : 1) une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL); 2) une limite sur la *capacité totale de transfert*; 3) un obstacle à la capacité de livraison d'un groupe de production; 4) un obstacle à l'alimentation d'un centre de consommation important :

E8.2.1. la désignation du deuxième équipement existant le plus restrictif de l'installation;

E8.2.2. le *courant thermique assigné* de l'équipement visé à la sous-exigence E8.2.1.

C. Mesures

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir la documentation qui montre comment les *caractéristiques assignées* de ses *installations* ont été établies conformément à l'exigence E1.

Mis en forme : Police :Italique

Mis en forme : Police :Italique

- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir par écrit une méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* tenant compte de tous les éléments énoncés dans les sous-exigences E2.1 à E2.4.
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir par écrit une méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* tenant compte de tous les éléments énoncés dans les sous-exigences E3.1 à E3.4.
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir des pièces justificatives telles qu'une copie d'une note électronique datée ou une autre pièce justificative comparable démontrant qu'il a soumis pour inspection sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* dans les 21 jours civils suivant la réception d'une demande à cet effet, conformément à l'exigence E4. Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives telles qu'une copie d'une note électronique datée ou une autre pièce justificative comparable attestant qu'il a soumis pour inspection la documentation utilisée pour établir les *caractéristiques assignées de ses installations* ou sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* dans les 21 jours civils suivant la réception d'une demande à cet effet, conformément à l'exigence E4. (Retrait approuvé par le conseil d'administration de la NERC après l'approbation réglementaire.)
- M5.** Si le *coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport, le planificateur de réseau de transport* ou le *responsable de la planification* formulent des observations écrites à la suite de leur examen technique de la méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations* d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* ou sur la documentation d'un *propriétaire d'installation de production* utilisée pour établir les *caractéristiques assignées de ses installations*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives, telles qu'une copie d'une note électronique ou papier datée ou d'une autre pièce justificative comparable de la part du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* adressée à l'auteur des observations et comportant la réponse aux observations formulées, attestant qu'il a fourni une réponse à l'auteur des observations, conformément à l'exigence E5. (Retrait approuvé par le conseil d'administration de la NERC après l'approbation réglementaire.)
- M6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant que les *caractéristiques assignées de ses installations* sont compatibles avec sa documentation utilisée pour établir les *caractéristiques assignées de ses installations*, tel que spécifié à l'exigence E1, ou compatible avec sa méthode d'établissement des *caractéristiques assignées des installations*, tel que spécifié aux exigences E2 et E3 (exigence E6).
- M7.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives telles qu'une copie d'une note électronique datée ou une autre pièce justificative comparable attestant qu'il a fourni les *caractéristiques assignées de ses installations* à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité, responsables de la planification, propriétaires d'installation de transport, planificateurs de réseau de transport* et *exploitants de réseau de transport* associés, conformément à l'exigence E7.
- M8.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* (et chaque *propriétaire d'installation de production* visé à l'exigence E2) doit avoir des pièces justificatives telles qu'une copie d'une note électronique datée ou une autre pièce justificative comparable attestant qu'il a fourni les *caractéristiques assignées de ses installations* ainsi que la désignation de l'équipement restrictif à son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité, responsables de la planification,*

propriétaires d'installation de transport, planificateurs de réseau de transport et exploitants de réseau de transport associés, 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

Entité régionale

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

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

1.3. Conservation des données

Le propriétaire d'installation de production doit conserver la documentation en vigueur (exigence E1) ainsi que toutes les modifications apportées à la documentation qui était en vigueur depuis la dernière période d'audit de conformité pour les mesures M1 et M6.

Le propriétaire d'installation de production doit conserver sa méthode d'établissement des caractéristiques assignées des installations en vigueur (exigence E2) ainsi que toutes les modifications apportées à la méthode qui était en vigueur depuis la dernière période d'audit de conformité pour les mesures M2 et M6.

Le propriétaire d'installation de transport doit conserver sa méthode d'établissement des caractéristiques assignées des installations en vigueur (exigence E3) ainsi que toutes les modifications apportées à la méthode qui était en vigueur depuis la dernière période d'audit de conformité pour les mesures M3 et M6.

Le propriétaire d'installation de transport et le propriétaire d'installation de production doivent conserver les caractéristiques assignées des installations en vigueur ainsi que toutes les modifications apportées à ces caractéristiques assignées pendant trois années civiles pour la mesure M6.

Le propriétaire d'installation de production et le propriétaire d'installation de transport doivent chacun conserver les pièces justificatives pour les mesures M4 et M5 pendant trois années civiles. (Retrait approuvé par la FERC effectif le 21 janvier 2014.)

Le propriétaire d'installation de production doit conserver les pièces justificatives pour la mesure M7 pendant trois années civiles.

Le propriétaire d'installation de transport (et le propriétaire d'installation de production visé à l'exigence E2) doit conserver les pièces justificatives pour la mesure M8 pendant trois années civiles.

Si un propriétaire d'installation de production ou un propriétaire d'installation de transport est déclaré non-conforme, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers de conformité ultérieurs.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

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

No. Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	La documentation du <i>propriétaire d'installation de production</i> utilisée pour établir les <i>caractéristiques assignées des installations</i> n'a pas traité de la sous-exigence E1.1.	La documentation du <i>propriétaire d'installation de production</i> utilisée pour établir les <i>caractéristiques assignées des installations</i> n'a pas traité de la sous-exigence E1.2.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis de fournir la documentation utilisée pour établir les <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> .
E2	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis d'inclure dans la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> un des éléments suivants de l'exigence E2 : <ul style="list-style-type: none"> • E2.1 • E2.2.1 • E2.2.2 • E2.2.3 • E2.2.4 	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis d'inclure dans la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> deux des éléments suivants de l'exigence E2 : <ul style="list-style-type: none"> • E2.1 • E2.2.1 • E2.2.2 • E2.2.3 • E2.2.4 	La méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> du <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas traité de tous les éléments de la sous-exigence E2.4. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis d'inclure dans la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> trois des éléments suivants de l'exigence E2 : <ul style="list-style-type: none"> • E2.1 • E2.2.1 • E2.2.2 • E2.2.3 • E2.2.4 	La méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> du <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis de stipuler que la caractéristique assignée d'une installation doit être basée sur la caractéristique assignée d'équipement la plus restrictive, tel que requis à la sous-exigence E2.3. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis d'inclure dans la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> quatre des éléments suivants de l'exigence E2 ou plus: <ul style="list-style-type: none"> • E2.1 • E2.2.1 • E2.2.2 • E2.2.3 • E2.2.4
E3	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a omis d'inclure dans la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées de</i>	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a omis d'inclure dans la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées de ses</i>	La méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> du <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas	La méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> du <i>propriétaire d'installation de transport</i> a omis de

Norme FAC-008-3 — Caractéristiques assignées des installations

No. Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	<p>ses installations un des éléments suivants de l'exigence E3 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E3.1 • E3.2.1 • E3.2.2 • E3.2.3 • E3.2.4 	<p>installations deux des éléments suivants de l'exigence E3 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E3.1 • E3.2.1 • E3.2.2 • E3.2.3 • E3.2.4 	<p>traité de l'un ou l'autre des éléments suivants de l'exigence E3 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E3.4.1 • E3.4.2 <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a omis d'inclure dans la méthode d'établissement des caractéristiques assignées de ses installations trois des éléments suivants de l'exigence E3 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E3.1 • E3.2.1 • E3.2.2 • E3.2.3 • E3.2.4 	<p>stipuler que la caractéristique assignée d'une installation doit être basée sur la caractéristique assignée d'équipement la plus restrictive, tel que requis à la sous-exigence E3.3.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a omis d'inclure dans la méthode d'établissement des caractéristiques assignées de ses installations quatre des éléments suivants de l'exigence E3 ou plus :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E3.1 • E3.2.1 • E3.2.2 • E3.2.3 • E3.2.4
E4 (Retrait approuvé par la FERC effectif le 21 janvier 2014)	L'entité responsable a soumis sa méthode d'établissement des caractéristiques assignées des installations ou la documentation utilisée pour établir les caractéristiques assignées des installations plus de 21 jours civils suivant la réception d'une demande à cet effet, mais au plus 31 jours après.	L'entité responsable a soumis sa méthode d'établissement des caractéristiques assignées des installations ou la documentation utilisée pour établir les caractéristiques assignées des installations plus de 31 jours civils suivant la réception d'une demande à cet effet, mais au plus 41 jours après.	L'entité responsable a soumis sa méthode d'établissement des caractéristiques assignées des installations ou la documentation utilisée pour établir les caractéristiques assignées des installations plus de 41 jours civils suivant la réception d'une demande à cet effet, mais au plus 51 jours après.	L'entité responsable a omis de soumettre sa méthode d'établissement des caractéristiques assignées des installations ou la documentation utilisée pour établir les caractéristiques assignées des installations en plus de 51 jours civils suivant la réception d'une demande à cet effet. (E3)
E5 (Retrait approuvé par la	L'entité responsable a fourni une réponse plus de 45 jours civils suivant la réception d'une demande, mais au plus 60 jours	L'entité responsable a fourni une réponse plus de 60 jours civils suivant la réception d'une demande, mais au plus 70 jours	L'entité responsable a fourni une réponse plus de 70 jours civils suivant la réception d'une demande, mais au plus 80 jours	L'entité responsable a omis de fournir la réponse requise en plus de 80 jours civils suivant la réception des observations. (E5)

Norme FAC-008-3 — Caractéristiques assignées des installations

No. Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<p>FERC effectif le 21 janvier 2014</p>	<p>après. (E5)</p>	<p>après. OU L'entité responsable a fourni une réponse dans les 45 jours civils, et la réponse indiquait qu'aucune modification ne serait apportée à la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> ou à la documentation utilisée pour établir les <i>caractéristiques assignées des installations</i>, mais n'indiquait pas pourquoi aucune modification ne serait apportée. (E5)</p>	<p>après. OU L'entité responsable a fourni une réponse dans les 45 jours civils, mais la réponse n'indiquait pas si une modification serait apportée à la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> ou à la documentation utilisée pour établir les <i>caractéristiques assignées des installations</i>. (E5)</p>	
<p>E6</p>	<p>L'entité responsable a omis d'établir des <i>caractéristiques assignées des installations</i> compatibles avec la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> ou la documentation utilisée pour établir les <i>caractéristiques assignées des installations</i> pour 5 % des <i>installations</i> qu'elle possède à part entière ou en copropriété ou moins. (E6)</p>	<p>L'entité responsable a omis d'établir des <i>caractéristiques assignées des installations</i> compatibles avec la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> ou la documentation utilisée pour établir les <i>caractéristiques assignées des installations</i> pour plus de 5 %, mais au plus 10 %, des <i>installations</i> qu'elle possède à part entière ou en copropriété. (E6)</p>	<p>L'entité responsable a omis d'établir des <i>caractéristiques assignées des installations</i> compatibles avec la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> ou la documentation utilisée pour établir les <i>caractéristiques assignées des installations</i> pour plus de 10 %, mais au plus 15 %, des <i>installations</i> qu'elle possède à part entière ou en copropriété. (E6)</p>	<p>L'entité responsable a omis d'établir des <i>caractéristiques assignées des installations</i> compatibles avec la méthode d'établissement des <i>caractéristiques assignées des installations</i> ou la documentation utilisée pour établir les <i>caractéristiques assignées des installations</i> pour plus de 15 % des <i>installations</i> qu'elle possède à part entière ou en copropriété. (E6)</p>
<p>E7</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés d'au plus 15 jours</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés de plus de 15 jours civils, mais d'au plus</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés de plus de 25 jours civils, mais d'au plus</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés de plus de 35 jours civils.</p>

Norme FAC-008-3 — Caractéristiques assignées des installations

No. Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	civils.	25 jours civils.	35 jours civils.	OU Le propriétaire d'installation de production a omis de fournir les caractéristiques assignées de ses installations aux entités qui en ont fait la demande.
E8	<p>L'entité responsable a fourni les <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés d'au plus 15 jours civils. (E8.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni moins de 100 %, mais au moins 95 % des renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande. (E8.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni les renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> à l'entité qui en a fait la demande, mais les renseignements ont été fournis avec jusqu'à 15 jours civils de retard. (E8.2)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni moins de 100 %, mais au moins 95 % des renseignements</p>	<p>L'entité responsable a fourni les <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés de plus de 15 jours civils, mais d'au plus 25 jours civils. (E8.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni moins de 95 %, mais au moins 90 % des renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande. (E8.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni les renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> à l'entité qui en a fait la demande, mais elle l'a fait avec plus de 15 jours civils, mais au plus 25 jours civils de retard. (E8.2)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni moins de 95 %, mais au moins 90 % des renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> aux entités qui en ont fait la demande. (E8.2)</p>	<p>L'entité responsable a fourni les <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés de plus de 25 jours civils, mais d'au plus 35 jours civils. (E8.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni moins de 90 %, mais au moins 85 % des renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande. (E8.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni les renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> à l'entité qui en a fait la demande, mais elle l'a fait avec plus de 25 jours civils, mais au plus 35 jours civils de retard. (E8.2)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni moins de 90 %, mais au moins 85 % des renseignements demandés sur les <i>caractéristiques</i></p>	<p>L'entité responsable a fourni les <i>caractéristiques assignées de ses installations</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande, mais il a dépassé les délais fixés de plus de 35 jours civils. (E8.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni moins de 85 % des renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> à toutes les entités qui en ont fait la demande. (E8.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni les renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> à l'entité qui en a fait la demande, mais elle l'a fait avec plus de 35 jours civils de retard.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a fourni moins de 85 % des renseignements demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> aux entités qui en ont fait la demande. (E8.2)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis de</p>

Norme FAC-008-3 — Caractéristiques assignées des installations

No. Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	demandés sur les <i>caractéristiques assignées</i> aux entités qui en ont fait la demande. (E8.2)		<i>assignées</i> aux entités qui en ont fait la demande. (E8.2)	fournir les renseignements sur les <i>caractéristiques assignées</i> à l'entité qui en a fait la demande. (E8.1)

Norme FAC-008-3 — Caractéristiques assignées des installations

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents associés

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2006	Approuvée par le conseil d'administration de la NERC	Nouvelle
1	16 mars 2007	Approuvée par la FERC	Nouvelle
2	12 mai 2010	Approuvée par le conseil d'administration de la NERC	Révision complète, fusion des normes FAC-008-1 et FAC-009-1 dans le cadre du projet 2009-06 et prise en compte des directives de l'ordonnance 693
3	24 mai 2011	Ajout de l'exigence E8	Élargissement du projet 2009_06 pour prendre en compte la troisième directive de l'ordonnance 693
3	24 mai 2011	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	
3	17 novembre 2011	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme FAC-008-3.	
3	17 mai 2012	Ordonnance de la FERC émise exigeant que le facteur de risque (VRF) associé à l'exigence E2 passe de « Lower » (faible) à « Medium » (moyen).	
3	7 février 2013	E4 et E5 et les éléments associés approuvés 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.	
3	21 novembre 2013	E4 et E5 et les éléments associés approuvés par la FERC pour retrait dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project 2013-02) ».	

Norme FAC-008-3 — Caractéristiques assignées des installations

Annexe QC-FAC-008-3

Dispositions particulières de la norme FAC-008-3 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 :** Caractéristiques assignées des installations

2. **Numéro :** FAC-008-3

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**

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

Aucune disposition particulière

1.3. **Conservation des données**

Aucune disposition particulière

1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

Norme FAC-008-3 — Caractéristiques assignées des installations

Annexe QC-FAC-008-3

Dispositions particulières de la norme FAC-008-3 applicables au Québec

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	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 comme l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO), chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire*

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

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 ~~comme l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO)~~, 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 ~~comme l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO)~~, 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 ~~comme l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO)~~, 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 cConseil 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 cConseil d'administration de la NERC, chaque

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

propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 60 % de ses installations visées.

5.2.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation par le ~~C~~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 ~~c~~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~~la 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 ~~selon l'historique des données d'exploitation~~.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir à son *planificateur de réseau de transport* ~~une~~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*]

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 ~~selon l'historique des données d'exploitation~~.

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

- 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*]
- 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 ~~selon l'historique des données d'exploitation~~.

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

L'entité régionale doit jouer le rôle de responsable de la surveillance de l'application des normes (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

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

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 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 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 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 ~~non~~-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 <u>historiques d'exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation.</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</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 <u>historiques d'exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation.</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</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 <u>historiques d'exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation.</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</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 <u>historiques d'exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l'historique des données d'exploitation.</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</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>délai de plus de 66 mois civils, 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>(exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 69 mois civils, 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>(exigence de cinq ans) dans un délai de plus de 72 mois civils, 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>(exigence de cinq ans) dans un 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 <u>historiques d’exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</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 <u>historiques d’exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</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 <u>historiques d’exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</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 <u>historiques d’exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</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>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production 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 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>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production 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 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>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de production 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 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>OU</p> <p><i>Le propriétaire d'installation de 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	<i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive</i>	<i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive</i>	<i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive</i>	<i>Le propriétaire d'installation de transport a vérifié et a consigné la capacité de puissance réactive</i>

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>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 <u>historiques d’exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> 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.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> 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.</p> <p>OU</p>	<p>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 <u>historiques d’exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> 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.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> 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.</p> <p>OU</p>	<p>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 <u>historiques d’exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> 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.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> 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.</p> <p>OU</p>	<p>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 <u>historiques d’exploitation</u> sont sélectionnées pour vérification selon l’historique des données d’exploitation.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> n’a pas vérifié la capacité de puissance réactive selon l’annexe 1 d’un de ses compensateurs synchrones visés.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d’installation de transport</i> 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.</p> <p>OU</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><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 un délai de plus de 12 mois civils, mais d'au plus 13 mois.</i></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 un délai de plus de 13 mois civils, mais d'au plus 14 mois.</i></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 un délai de plus de 14 mois civils, mais d'au plus 15 mois.</i></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 un délai de plus de 15 mois civils.</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

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 :

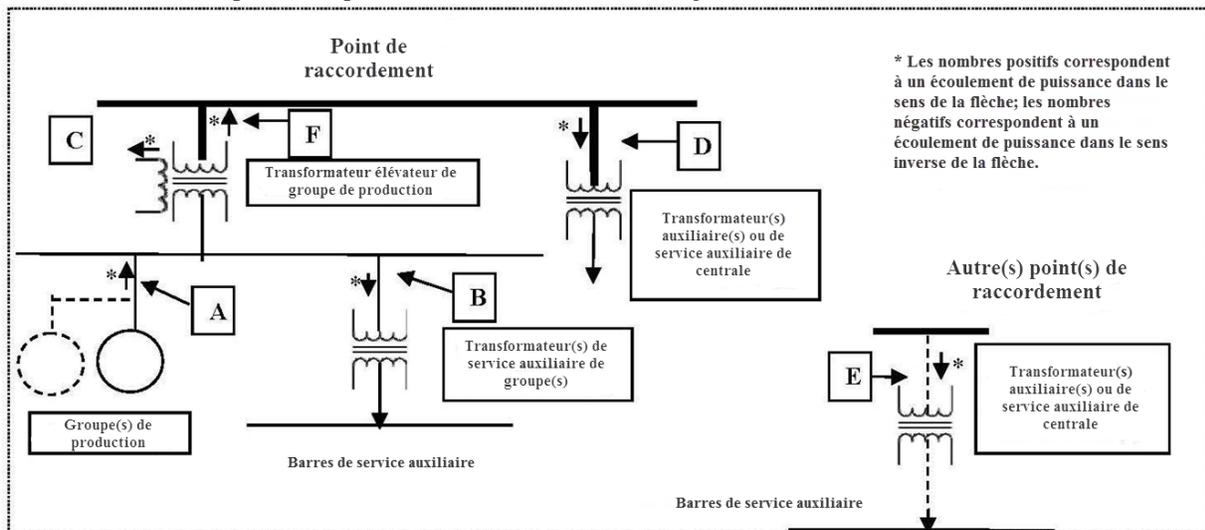
N° de groupe :

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**
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**

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

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

L'*entité régionale* doit jouer le rôle de responsable de la surveillance de l'application des normes (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 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 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.
- 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 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. 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

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.

**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

Aucune disposition particulière

|

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

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 ~~pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~
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-puissance ~~des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~¹ et si les paramètres de ce modèle, utilisés dans les simulations dynamiques, représentent fidèlement la réponse des systèmes de régulation de la puissance ~~active~~ 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

¹ Les turbines et les régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ~~Système de régulation de vitesse et de puissance ou système de régulation de la charge-fréquence~~ :

- a. La régulation de vitesse et de puissance ~~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 a régulation de charge-fréquence ~~s'applique~~ s'applique aux groupes de production raccordés avec un onduleur (souvent présents dans des centrales à production variable).

commun du BES et ayant une production totale de plus de 75 MVA (puissance nominale brute combinée).

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 ~~comme l'ERO~~ [reponsables 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 ~~comme l'ERO~~ [reponsables 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 ~~comme l'ERO~~ [reponsables 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 ~~comme l'ERO~~ [reponsables 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 ~~comme l'ERO~~ [reponsables 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 ~~comme l'ERO~~ [reponsables 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 ~~comme l'ERO~~ [reponsables 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 ~~comme l'ERO~~ [reponsables 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 directives-consignes sur comment obtenir la liste des modèles de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ~~pour les systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~ qui sont acceptables par le *planificateur de réseau de transport* aux fins d'utilisation dans les simulations dynamiques ;
 - des directives-consignes sur comment obtenir la librairie des diagrammes-blocs des modèles dynamiques pour les systèmes ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~ 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, ~~pour tout de~~ système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~ spécifique à un groupe visé existant du *propriétaire d'installation de production*, pour tout système présentes dans la base de données dynamique du *planificateur de réseau de transport* pour les modèles courants (en usage), incluant la puissance de base en e 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 ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~, 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 ~~soit~~ :
- 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~~; ou

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 des ~~systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

- un essai de délestage partiel de la charge².

- 2.1.2. le type de système de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence~~³ ;
- 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 ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~ ; et
- 2.1.5. la représentation des effets sur la réponse en puissance ~~active~~ 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 régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~ 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 ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~ ; 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 ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

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.

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

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

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 des ~~des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

~~régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~ 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*]

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 des ~~systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

- 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 ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~, 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 ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~, 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 ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~ 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 ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~.

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 directives consignes ou de données, les directives 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 ~~de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~ 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 ~~de-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

L'*entité régionale* doit jouer le rôle de responsable de la surveillance de l'application des normes (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 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 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.
- 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 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 ~~non~~-conformité

Déclaration ~~volontaire~~ 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 ~~des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

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 <u>directivesconsignes</u> 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 <u>directivesconsignes</u> 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 <u>directivesconsignes</u> 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 <u>directivesconsignes</u> 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 ~~des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

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 <u>de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence</u> 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 <u>de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence</u> 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 <u>de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence</u> 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 <u>de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance de régulation de vitesse et de puissance ou de charge-fréquence</u> 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 ~~des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

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 ~~des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

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-active 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 active du groupe visé comme prévu.
4	Vérification initiale pour un nouveau groupe visé, ou pour un groupe visé existant avec un nouveau système de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence 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.

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
5	<p>Un groupe visé existant est équivalent à d'autres groupes situés au même emplacement physique.</p> <p>ET</p> <p>Chaque groupe visé a la même puissance nominale en MVA.</p> <p>ET</p> <p>La puissance nominale est ≤ 350 MVA.</p> <p>ET</p> <p>Chaque groupe visé a les mêmes composants et les mêmes réglages.</p> <p>ET</p> <p>Le modèle d'un de ces groupes visés équivalents a été vérifié.</p> <p>(Exigence E2)</p>	<p>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.</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.</p> <p>(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 ~~des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

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 régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence <u>de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance</u>.) ;</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 régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge fréquence <u>de turbines et de régulateurs de vitesse pour l'asservissement en charge ou en fréquence-puissance</u> 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, <u>directives consignes</u> 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~~Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~**

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 pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse pour l'asservissement en charge et de ou en fréquence- puissance ou de régulation charge-fréquence**
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~~Vérification des modèles et des données pour l'asservissement des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence~~

Annexe QC-MOD-027-1

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

**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

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 :** Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques
2. **Numéro :** MOD-032-1
3. **Objet :** Établir des exigences harmonisées en matière de données de modélisation et de procédures de déclaration en vue de l'élaboration des modèles de planification nécessaires pour l'analyse de la fiabilité du réseau de transport interconnecté.
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

- 4.1.1. *Responsable de l'équilibrage*
- 4.1.2. *Propriétaire d'installation de production*
- 4.1.3. *Responsable de l'approvisionnement*
- 4.1.4. *Responsable de la planification et coordonnateur de la planification*
(désignés collectivement par le terme « *coordonnateur de la planification* »)

Cette norme proposée combine les entités appelées « *responsable de la planification* » et « *coordonnateur de la planification* » dans la liste des entités fonctionnelles visées. Le terme « *coordonnateur de la planification* » est en usage dans le modèle fonctionnel de la NERC, tandis que dans le contexte des critères d'inscription on utilise le terme « *responsable de la planification* ». L'harmonisation entre les deux n'est pas encore faite ; entre-temps, la norme proposée s'applique tant au *responsable de la planification* qu'au *coordonnateur de la planification*.

- 4.1.5. *Planificateur des ressources*
- 4.1.6. *Propriétaire d'installation de transport*
- 4.1.7. *Planificateur de réseau de transport*
- 4.1.8. *Fournisseur de service de transport*

5. Date d'entrée en vigueur :

L'exigence E1 de la norme MOD-032-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 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, l'exigence E1 de la norme MOD-032-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12

mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

Les exigences E2, E3 et E4 de la norme MOD-032-1 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 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, les exigences E2, E3 et E4 de la norme MOD-032-1 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. Contexte :

La norme MOD-032-1 existe ~~en conjonction conjointement~~ avec la norme MOD-033-1, toutes deux portant sur la modélisation de système et la validation. La norme de fiabilité MOD-032-1 est une consolidation et un remplacement des normes existantes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1; elle encadre le processus par lequel les propriétaires de données visées doivent soumettre à leurs *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification* respectifs les données nécessaires à l'élaboration des cas de base selon leur *Interconnexion* et pour l'échelle des *Interconnexions*. La norme de fiabilité MOD-033-1 est nouvelle et elle énonce de nouvelles exigences, en vertu desquelles chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté permettant de valider les modèles dans sa zone de planification.

La transition et l'accent de responsabilité mis sur la fonction de *coordonnateur de la planification* dans ces deux normes découlent de plusieurs recommandations et directives de la FERC de l'Ordonnance 693 de la FERC, qui sont commentées plus en détail sous les rubriques « Justifications » des deux normes. Un des ensembles de recommandations les plus récents et les plus importants provient du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) du Comité de planification de la NERC. Le SAMS propose plusieurs améliorations aux normes sur les données de modélisation, y compris la consolidation des normes existantes (l'analyse du SAMS est reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier ci-après : [http://www.nerc.com/comm/PC/Agendas%20Highlights%20and%20Minutes%20DL/2012/2012 Dec PC%20Agenda.pdf](http://www.nerc.com/comm/PC/Agendas%20Highlights%20and%20Minutes%20DL/2012/2012%20Dec%20PC%20Agenda.pdf)).

B. Exigences et Mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la planification* et chacun de ses *planificateurs de réseau de transport* doivent établir conjointement des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration pour la zone de planification du *coordonnateur de la planification*. Ces exigences et procédures doivent inclure : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 1.1.** Les données indiquées à l'annexe 1.
 - 1.2.** Les indications relatives aux éléments suivants, compte tenu des procédures pour l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* :
 - 1.2.1.** Le format des données ;
 - 1.2.2.** Le degré-niveau de détail de modélisation des équipements ;
 - 1.2.3.** Les cas types ou les scénarios à modéliser ; et
 - 1.2.4.** Un calendrier de déclaration-soumission des données à intervalles d'au plus 13 mois civils.
 - 1.3.** Des directives concernant la distribution ou l'affichage des exigences en matière de données et des procédures de déclaration, aux fins de leur consultation par les entités chargées de fournir les données.
- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives attestant qu'il a établi conjointement les exigences en matière de données et les procédures de déclaration indiqués à l'exigence E1.
- E2.** Chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, planificateur des ressources, propriétaire d'installation de transport et fournisseur de service de transport* doit fournir des données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit à son ou ses *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification* conformément aux exigences en matière de données et aux procédures de déclaration établies par ceux-ci conformément à l'exigence E1. Dans le cas des données qui n'ont pas changé depuis leur-la déclaration précédente, une confirmation écrite attestant que les données n'ont pas changé est suffisante. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- M2.** Chaque entité visée par l'exigence E2 doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'elle a soumis les données de modélisation requises à son ou ses *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification*, ou qu'elle a transmis une confirmation écrite attestant que les données n'ont pas changé.

- E3.** À la réception d'un avis écrit de son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* signalant (justification technique ou raison à l'appui) des ~~lacunes-préoccupations d'ordre~~ techniques ~~dans relatives aux~~ données transmises selon l'exigence E2, chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, planificateur des ressources, propriétaire d'installation de transport* ou *fournisseur de service de transport* doit répondre au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* selon les modalités suivantes : [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long terme]
- 3.1.** Soumettre soit des données mises à jour, soit une explication technique justifiant le maintien des données existantes.
- 3.2.** Répondre dans les 90 jours civils suivants la réception de l'avis, à moins qu'un délai plus long soit accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* d'où provient l'avis.
- M3.** Chaque entité visée ayant reçu selon l'exigence E3 un avis écrit de la part de son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* signalant des ~~lacunes-préoccupations d'ordre~~ techniques ~~dans les relatives aux~~ données soumises selon l'exigence E2 doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'elle a soumis à son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* des données mises à jour ou une explication technique justifiant le maintien des données existantes dans les 90 jours civils suivants la réception de l'avis (ou dans le délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* d'où provient l'avis), ou une déclaration attestant qu'elle n'a pas reçu un avis écrit concernant des ~~préoccupations d'ordre technique relatives lacunes techniques dans les aux~~ données soumises.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre à la disposition de ~~l'organisation de fiabilité électrique (ERO)~~ ou de son représentant les modèles de sa zone de planification élaborés à partir des données qui lui ont été soumises selon l'exigence E2 afin de contribuer à l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle des *Interconnexions* qui inclus la zone du *coordonnateur de la planification*. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]
- M4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'il a transmis, à la demande de l'organisation de fiabilité électrique (ERO) ou de son représentant, les modèles de sa zone de planification élaborés à partir des données qui lui ont été soumises selon l'exigence E2.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

Le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » 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 le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 à E4 ainsi qu'aux mesures M1 à M4 depuis le dernier audit, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Si une entité visée est jugée non conforme, elle 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 l'application des normes 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

Les règles de procédure de la NERC comportent une liste des processus de surveillance et d'évaluation de la conformité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification à long terme	Faible	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant au plus 25 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 25 % et au plus 50 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 50 % et au plus 75 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport n'ont pas établi d'exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit ni de procédures de déclaration selon l'exigence E1 ; OU Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 75 % des éléments spécifiés à

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
						l'exigence E1.
E2	Planification à long terme	Moyen	<p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant au plus 25 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant plus de 25 % et au plus 50 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant plus de 50 % et au plus 75 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas fourni de données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport ;</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire</p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais au plus 25 % des données n'étaient pas conformes aux</p>	<p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais plus de 25 % et au plus 50 % des données n'étaient pas conformes</p>	<p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais plus de 50 % et au plus 75 % des données n'étaient pas conformes</p>	<p>d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant plus de 75 % des éléments spécifiés à l'annexe 1 ;</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production,</p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<p>indications de format, de partageabilité, de degré niveau de détail et de type de scénario.</p> <p>OU</p> <p><i>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport,</i></p>	<p>aux indications de format, de partageabilité, de degré niveau de détail et de type de scénario.</p> <p>OU</p> <p><i>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de</i></p>	<p>aux indications de format, de partageabilité, de degré niveau de détail et de type de scénario.</p> <p>OU</p> <p><i>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de</i></p>	<p><i>le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais plus de 75 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format, de partageabilité, de degré niveau de détail et de type de scénario ;</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire</i></p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			mais avec un retard d'au plus 15 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	<i>réseau de transport</i> , mais avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 30 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	<i>réseau de transport</i> , mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	<i>d'installation de production</i> , le <i>responsable de l'approvisionnement</i> , le <i>planificateur des ressources</i> ou le <i>fournisseur de service de transport</i> a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses <i>coordonnateurs de la planification</i> et <i>planificateurs de réseau de transport</i> , mais avec un retard de plus de 45 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.
E3	Planification à long terme	Faible	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> , le <i>propriétaire</i>	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> , le <i>propriétaire</i>	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> , le <i>propriétaire</i>	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> , le <i>propriétaire</i>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<p>d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport), mais a fourni la réponse dans un délai de 105 jours civils (ou avec au plus 15 jours civils de</p>	<p>d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport), mais a fourni la réponse dans un délai de plus de 105 jours civils et d'au plus 120 jours civils (ou</p>	<p>d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport), mais a fourni la réponse dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 135 jours civils (ou</p>	<p>d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 135 jours civils (ou dans un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport).</p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			retard par rapport au délai plus long accepté par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i>).	avec plus de 15 jours civils et au plus 30 jours civils de retard par rapport au délai plus long accepté par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i>).	avec plus de 30 jours civils et au plus 45 jours civils de retard par rapport au délai plus long accepté par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i>).	
E4	Planification à long terme	Moyen	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais au plus 25 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 25 % et au plus 50 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 50 % et au plus 75 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 75 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

MOD-032-1 – ANNEXE 1 :

Exigences de déclaration des données

Le tableau ci-dessous indique l'information nécessaire pour modéliser correctement le réseau de transport interconnecté pour les horizons de planification du transport à court et à long terme. Les données doivent être partageables à l'échelle de l'Interconnexion pour appuyer l'utilisation des cas de base à l'échelle de l'Interconnexion. Le coordonnateur de la planification peut demander des données supplémentaires, y compris celles indiquées pour chaque élément du tableau ci-dessous. Pour chacune des données du tableau, les diverses entités fonctionnelles¹ chargées de la déclarer sont indiquées entre crochets. Les données déclarées doivent indiquer le numéro de jeu de barres, le nom ou l'identifiant attribué d'un commun accord par le PC, le TO ou le TP.

<p style="text-align: center;">Régime permanent</p> <p><i>(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)</i></p>	<p style="text-align: center;">Régime dynamique</p> <p><i>(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)</i></p>	<p style="text-align: center;">Régime de court-circuit</p>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Chaque jeu de barres [TO] <ol style="list-style-type: none"> a. Tension nominale b. Région, zone et propriétaire 2. Demande globale² [LSE] <ol style="list-style-type: none"> a. Puissance active et puissance réactive* b. État de service* 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Groupe de production [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 2. Système d'excitation [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 3. Régulateur de vitesse [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 4. Stabilisateur de puissance [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 5. Demande [LSE] 6. Éoliennes [GO] 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pour tous les éléments pertinents de la colonne « Régime permanent » : [GO, RP et TO] <ol style="list-style-type: none"> a. Valeurs de séquence directe b. Valeurs de séquence inverse c. Valeurs homopolaires 2. Données d'impédance mutuelle des lignes [TO] 3. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par

¹ Dans cette annexe, les entités fonctionnelles suivantes sont représentées par leurs acronymes respectifs : responsable de l'équilibrage (BA), propriétaire d'installation de production (GO), responsable de l'approvisionnement (LSE), coordonnateur de la planification (PC), planificateur des ressources (RP), propriétaire d'installation de transport (TO), planificateur de réseau de transport (TP) et fournisseur de service de transport (TSP).

² Dans le contexte de cet élément, la demande globale est la demande totale à chaque jeu de barres (rubrique 1) désigné par le propriétaire d'installation de transport comme un jeu de barres d'approvisionnement. C'est au responsable de l'approvisionnement qu'il revient de déclarer cette information, généralement en coordination avec le propriétaire d'installation de transport.

<p align="center">Régime permanent</p> <p align="center"><i>(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)</i></p>	<p align="center">Régime dynamique</p> <p align="center"><i>(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)</i></p>	<p align="center">Régime de court-circuit</p>
<p>3. Groupes de production³ [GO et RP (ressources futures projetées seulement)]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Capacité de puissance active – valeurs brutes maximale et minimale b. Capacité de puissance réactive – valeurs brutes maximale et minimale correspondant aux capacités de puissance active de la rubrique 3a ci-dessus c. Charge des services auxiliaires pour une configuration normale de centrale (déclarer les données de la même façon que pour la demande globale, rubrique 2 ci-dessus) d. Tension de barre régulée* et consigne de tension* (généralement déclarées par le TOP) e. Puissance de base de groupe f. Données de transformateur élévateur de groupe de production (mêmes données que pour la rubrique 6 ci-dessous) g. Type de production (hydraulique, éolienne, à combustible fossile, photovoltaïque, nucléaire, etc.) h. État de service* <p>4. Ligne de transport CA ou circuit [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Paramètres d'impédance (séquence directe) b. Susceptance (charge de ligne) c. Caractéristiques assignées (service normal et d'urgence)* d. État de service* <p>5. Système de transport CC [TO]</p>	<p>7. Systèmes photovoltaïques [GO]</p> <p>8. Compensateurs statiques et transport à courant alternatif flexible [GO, TO et LSE]</p> <p>9. Modèles de réseau à courant continu [TO]</p> <p>10. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i> [BA, GO, LSE, TO et TSP]</p>	<p>le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i> [BA, GO, LSE, TO et TSP]</p>

³ Y compris les compensateurs synchrones et les centrales à accumulation par pompage.

<p align="center">Régime permanent</p> <p align="center"><i>(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)</i></p>	<p align="center">Régime dynamique</p> <p align="center"><i>(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)</i></p>	<p align="center">Régime de court-circuit</p>
<p>6. Transformateur (de tension ou déphaseur) [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Tensions nominales des enroulements b. Impédance(s) c. Rapports de prise (tension ou déphasage)* d. Limites minimale et maximale de position de prise e. Nombre de positions de prise (changeur en charge et hors circuit) f. Barre régulée (pour transformateur-régulateur)* g. Caractéristiques assignées (service normal et d'urgence)* h. État de service* <p>7. Compensation de puissance réactive (condensateurs et inductances shunt) [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Admittance (Mvar) de chaque condensateur et inductance b. Limites de plage de tension régulée* (mode de compensation autre que fixe) c. Mode de compensation (fixe, à paliers, continu, etc.) d. Barre régulée* (mode de compensation autre que fixe) e. État de service* <p>8. Compensateurs statiques [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Limites de puissance réactive b. Consigne de tension* c. Shunt fixe ou commuté, le cas échéant d. État de service* <p>9. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i> [BA, GO, LSE, TO et TSP]</p>		

Principes directeurs d'application

Principes directeurs et fondements techniques

Aux fins du développement conjoint des exigences en matière de données et des procédures de déclaration des données en vue de l'élaboration des modèles en régime permanent, en régime dynamique et en régime de court-circuit selon l'exigence E1, si le *planificateur de réseau de transport* (TP) et le *coordonnateur de la planification* (PC) se mettent d'accord, le TP peut recueillir et regrouper, partiellement ou au complet, les données provenant des entités déclarantes, et le TP peut alors fournir ces données directement au (x) PC (s) au nom des entités déclarantes. Les entités déclarantes sont responsables de donner les données tant au TP qu'au PC, mais rien ne les empêche de s'entendre pour les soumettre seulement au TP s'il est entendu que celui-ci les retransmettra au PC. Toutefois, une telle entente ne libère pas l'entité déclarante de sa responsabilité en vertu de la norme, et ne transfère pas à l'entité qui regroupe et retransmet les données la responsabilité imposée à l'entité déclarante en vertu de la norme (en somme, rien n'empêche les parties de convenir de consolider ou d'agir comme un canal pour transmettre les données, et ceci est en fait encouragé dans certaines circonstances, mais l'exigence vise l'acte de soumettre les données). Notamment, le TP n'a nulle obligation de soumettre les données au PC. L'intention, en partie, est de répondre aux préoccupations potentielles de la part des entités qui craindraient d'être considérées comme responsables de la qualité, de la nature et de l'exhaustivité des données qu'elles transmettent pour le compte d'autres entités.

L'exigence E1.3 qui vise les directives de distribution ou d'affichage des exigences en matière de données et des procédures de déclaration peut être respectée de diverses manières, par exemple l'affichage sur un site Web, la distribution directe ou d'autres méthodes établies par le *coordonnateur de la planification* et chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*.

Une entité tenue de soumettre des données en vertu de la présente norme et qui a besoin de déterminer le PC de la zone où il se trouve devrait initialement s'adresser au *propriétaire d'installation de transport* (TO) local afin de connaître le PC de ce dernier. Généralement, le PC est le même pour le TO local et pour les entités raccordées au réseau du TO. Si ce n'est pas le cas, le PC du TO local peut généralement fournir les coordonnées des autres PC de la zone. Si l'entité (par exemple, un *propriétaire d'installation de production* [GO]) demande le raccordement d'un nouveau groupe de production, elle peut déterminer quel est le PC de la zone au moment où la demande de raccordement de groupe de production est soumise. Souvent, le TO et le PC correspondent à la même entité ; sinon, le TO peut fournir l'information permettant de joindre le PC. L'entité devrait indiquer comme motif de sa demande au TO qu'elle a besoin de soumettre des données au PC en vertu de la présente norme. Rien dans la formulation proposée des exigences de la présente norme ne vise à nuire à la coordination entre des entités qui souhaiteraient désigner l'une d'entre elles comme simple intermédiaire pour soumettre au PC les données d'une ou de plusieurs d'entre elles. Il suffit que les entités en cause se mettent d'accord, par exemple le GO (ou une autre entité), le TP et le PC. Cela ne libère pas pour autant l'entité déclarante initiale de l'obligation qui lui est faite par la norme de soumettre des données, et l'obligation de conformité n'est pas transmise à l'entité suivante. L'entité déclarante initiale reste tenue de s'assurer que les données ont été soumises au PC selon les exigences de la norme.

Principes directeurs d'application

Le texte de la norme reconnaît que des différences existent entre les *Interconnexions*. Actuellement, les *Interconnexions* de l'Est, du Québec et du Texas élaborent des modèles saisonniers sur une base annuelle, tandis que l'*Interconnexion* de l'Ouest élabore des modèles de manière continue tout au long de l'année. La norme ne vise pas à remettre en question les processus et procédures établies dans chacune des *Interconnexions*, mais plutôt à créer un cadre permettant d'appuyer à la fois les pratiques déjà en place et celles qui pourraient être instaurées à l'avenir, et d'encadrer l'uniformisation de la collecte des données nécessaires à l'élaboration de (s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Dans la situation antérieure à ces deux normes, il n'était pas indiqué explicitement à quelles entités fonctionnelles il incombait de soumettre telles ou telles données. L'annexe 1 précise désormais les entités chargées de déclarer les différentes données nécessaires pour l'élaboration de (s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Justification :

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte étaient incorporées à la norme pour exposer la justification de diverses parties de la norme. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré ci-après.

Justification pour E1 :

Cette exigence regroupe les concepts des prescriptions en matière de données de la norme MOD-011-0, exigence E1 et de la norme MOD-013-0, exigence E1. Ces exigences originales spécifiaient les types de données de régime permanent et de régime dynamique nécessaires pour modéliser et analyser les conditions en régime permanent et le comportement ou la réponse dynamique dans chaque *Interconnexion*. Les exigences originales, cependant, ne s'étendaient pas à la collecte des données de court-circuit, également nécessaires pour les études de court-circuit. L'ajout des données de court-circuit répond aussi à la directive en instance du paragraphe 290 de l'Ordonnance 890 de la FERC.

Dans la rédaction d'une norme axée sur la performance portant sur les exigences en matière de données de modélisation et sur les procédures de déclaration de ces données, il n'était pas envisageable de tenir compte de tous les détails techniques associés à la préparation et à la déclaration des données de modélisation, puisque beaucoup de ces détails sont liés aux besoins de modélisation en constante évolution de l'industrie ainsi qu'à la terminologie des fournisseurs de logiciels et aux fonctionnalités de leurs produits.

Cette exigence désigne le *coordonnateur de la planification* et ses *planificateurs de réseau de transport* comme étant chargés d'établir conjointement les exigences en matière de données de modélisation et les procédures de déclaration afférentes qui s'appliqueront aux propriétaires de données dans la zone du *coordonnateur de la planification*. Les paragraphes 1155 et 1162 de l'Ordonnance 693 de la FERC stipulent aussi que la norme doit s'appliquer aux *coordonnateurs de la planification*. L'inclusion des *planificateurs de réseau de transport* dans la section Applicabilité vise à permettre aux *planificateurs de réseau de transport* de participer conjointement à l'établissement des exigences en matière de données et des procédures de déclaration.

Principes directeurs d'application

Cette exigence cadre également avec les recommandations de l'analyse du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) de la NERC, intitulée *Proposed Improvements for NERC MOD Standards*, reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier (consultable [ici](#)) :

Outre les recommandations visant à renforcer et à améliorer les normes MOD-010 à MOD-015, l'analyse du SAMS comportait les suggestions d'amélioration suivantes :

- 1) réduire la quantité des normes MOD ;
- 2) ajouter des données de court-circuit comme une exigence aux normes MOD ; et
- 3) fourniture des données et des modèles :
 - a. ajouter une exigence identifiant qui déclare et qui reçoit les données ;
 - b. identifier l'acceptabilité ;
 - c. normaliser le format ;
 - d. comment traiter les nouvelles technologies (modèles créés par l'utilisateur en l'absence de modèle normalisé) ; et
 - e. statuer à propos du partage des données.
- 4) Ces recommandations sont mises en œuvre, premièrement, par la fusion des normes existantes en deux nouvelles normes, l'une pour la déclaration et le regroupement des données, et l'autre pour la validation des modèles de planification. L'ajout de l'exigence de déclaration des données de court-circuit est une autre amélioration par rapport aux normes existantes, qui répond au paragraphe 290 de l'Ordonnance 890 de la FERC. Par ailleurs, la nouvelle norme indique clairement quelles données sont requises et quelle entité fonctionnelle doit les déclarer.
- 5) L'exigence renvoie à une annexe qui énumère explicitement les entités qui doivent déclarer chaque type de données ainsi que les données à déclarer pour le régime permanent, le régime dynamique et le régime de court-circuit.
- 6) Enfin, la décision de combiner les exigences en matière de données de régime permanent, de régime dynamique et de régime de court-circuit en une seule exigence plutôt que d'en rédiger trois renforce l'accent mis sur l'exigence de déclaration de données en général.

Justification pour E2 :

Cette exigence répond au paragraphe 1155 de l'Ordonnance 693 de la FERC, qui stipule que « cette norme de fiabilité doit englober le *responsable de la planification*, puisque celui-ci constitue l'entité chargée de coordonner et d'intégrer les installations de transport et les plans de ressources, et qu'il fait partie des entités responsables de l'intégrité et de l'harmonisation des données. »

Justification pour E3 :

Pour qu'un certain degré d'exactitude dans la représentation d'un réseau électrique soit maintenu, les données déclarées doivent être correctes, vérifiées et mises à jour

Principes directeurs d'application

périodiquement. Les données utilisées pour les études de régime permanent, de régime dynamique et de régime de court-circuit peuvent changer, par exemple, avec l'ajout de nouvelles infrastructures de transport (en comparaison à l'information contenue dans les « tel que construit ») ou par suite de changements effectués en vue de la remise en service du réseau de transport après des événements météorologiques. Les données sur la charge sont sujettes à des changements plus fréquents, et il importe de les mettre à jour lorsque de nouvelles prévisions sont établies.

Cette exigence établit un mécanisme (absent dans les normes actuellement en vigueur) qui permet au *coordonnateur de la planification* et au *planificateur de réseau de transport* de recueillir des données corrigées auprès des entités qui les détiennent. Il s'agit en somme d'une boucle de rétroaction qui permet de corriger des lacunes-préoccupations d'ordre techniques que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* peut déceler dans les données, comme des doutes sur la pertinence des données ou simplement un format incorrect qui les rend les données inutilisables. Cette exigence établit aussi une contrainte de temps afin de limiter le délai de réponse.

Justification pour E4 :

Cette exigence remplacera les normes MOD-014 et MOD-015.

Cette exigence reconnaît les spécificités des différentes *Interconnexions* relativement au processus d'élaboration des modèles, et impose à chaque *coordonnateur de la planification* l'obligation de rendre disponibles les données de sa zone de planification.

L'exigence établit clairement que les *coordonnateurs de la planification* rendront disponibles les données qu'ils recueillent selon l'exigence E2 en support de leurs cas de base respectifs pour l'échelle de l'*Interconnexion*. Actuellement, diverses entités dans chaque *Interconnexion* élaborent de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ; l'exigence de mettre les données à la disposition « de l'ERO ou de son représentant » met en place des conditions dans lesquelles la NERC, en collaboration avec ces autres entités et avec leur accord, peut désigner les entités appropriées dans chaque *Interconnexion* pour élaborer de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*. Ceci ne désigne pas un groupe ou un processus particulier pour l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*, mais stipule seulement que le *coordonnateur de la planification* doit rendre disponibles les données nécessaires à leur élaboration, dans l'esprit du document *Proposed Improvements to NERC MOD Standards* du SAMS, qui indique (à la page 3) que « les meilleurs pratiques de l'industrie et les processus existants doivent être pris en compte dans l'élaboration des exigences, *puisque de nombreuses entités coordonnent déjà utilement leurs efforts.* » **(Enphase ajoutée)**

Cette exigence concerne seulement l'obligation du *coordonnateur de la planification* de fournir l'information permettant d'élaborer de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ; elle ne concerne pas l'élaboration même de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Par exemple, selon les pratiques actuelles, l'ERAG (Eastern Interconnection Reliability Assessment Group) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Est et de l'*Interconnexion* du Québec, le WECC (Western Electricity Coordinating Council) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Ouest, et l'ERCOT (Electric Reliability Council

Principes directeurs d'application

of Texas) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ERCOT. Cette exigence ne vient pas remettre en cause cette situation ; en supposant que ces organisations continuent de s'entendre, l'ERAG, le WECC et l'ERCOT pourront être considérés comme les « représentants » de l'ERO pour chaque *Interconnexion* visée par cette exigence. De même, l'exigence ne s'oppose pas à des transferts de rôle ; le *coordonnateur de la planification* est tenu de mettre l'information à la disposition de l'ERO ou de toute entité avec laquelle l'ERO s'est entendue et qu'elle a désignée comme destinataire de cette information aux fins de l'élaboration l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 février 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Développée pour consolider et remplacer les normes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1.
1	1 ^{er} mai 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-032-1.	Voir le plan de mise en œuvre publié sur la page Web des normes de fiabilité pour connaître les dates d'entrée en vigueur des exigences.

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 :** Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques
- 2. Numéro :** MOD-032-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1. Entités fonctionnelles**
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
- 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**
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**
 - [Audit de conformité](#)
 - [Déclaration sur la conformité](#)
 - [Contrôle ponctuel](#)
 - [Enquête de conformité](#)
 - [Soumission périodique de données](#)
 - [Déclaration de non-conformité](#)
 - [Rapport par exception](#)
 - [Plainte](#)~~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

MOD-032-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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

A. Introduction

1. **Titre :** Validation de modèle de réseau en régimes permanent et dynamique
2. **Numéro :** MOD-033-1
3. **Objet :** Établir des exigences de validation cohérentes afin de faciliter la collecte de données exactes et l'élaboration de modèles de planification en vue de l'analyse de la fiabilité du réseau de transport interconnecté.
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

- 4.1.1. *Responsable de la planification et coordonnateur de la planification* (désignés ci-après par le terme « *coordonnateur de la planification* »)

Cette norme proposée combine les entités appelées « *responsable de la planification* » et « *coordonnateur de la planification* » dans la liste des entités fonctionnelles visées. Le terme « *coordonnateur de la planification* » est en usage dans le modèle fonctionnel de la NERC, tandis que dans le contexte des critères d'inscription on utilise le terme « *responsable de la planification* ». L'harmonisation entre les deux n'est pas encore faite ; entre-temps, la norme proposée s'applique tant au *responsable de la planification* qu'au *coordonnateur de la planification*.

- 4.1.2. *Coordonnateur de la fiabilité*

- 4.1.3. *Exploitant de réseau de transport*

5. Date d'entrée en vigueur :

La norme MOD-033-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 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 36 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. Contexte :

La norme MOD-033-1 existe en conjonction avec la norme MOD-032-1, toutes deux portant sur la modélisation de système et la validation. La norme de fiabilité MOD-032-1 est une consolidation et un remplacement des normes existantes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1; elle

encadre le processus par lequel les propriétaires de données visées doivent soumettre à leurs *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification* respectifs les données nécessaires à l'élaboration des cas de base selon leur *Interconnexion* et pour l'échelle des *Interconnexions*. La norme de fiabilité MOD-033-1 est nouvelle et elle énonce de nouvelles exigences, en vertu desquelles chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté permettant de valider les modèles dans sa zone de planification.

La transition et l'accent de responsabilité mis sur la fonction de *coordonnateur de la planification* dans ces deux normes découlent de plusieurs recommandations et directives de la FERC (d'inclure plusieurs directives restantes de l'Ordonnance 693 de la FERC), qui sont commentées plus en détail sous les rubriques « Justifications » des deux normes. Un des ensembles de recommandations les plus récents et les plus importants provient du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) du Comité de planification de la NERC. Le SAMS propose plusieurs améliorations aux normes sur les données de modélisation, y compris la consolidation des normes existantes (l'analyse est reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier ci-après : http://www.nerc.com/comm/PC/Agendas%20Highlights%20and%20Minutes%20DL/2012/2012_Dec_PC%20Agenda.pdf).

L'accent de la validation dans cette norme ne porte pas sur les phénomènes pour l'échelle de l'*Interconnexion*, mais plutôt pour la portion de réseau existant du *coordonnateur de la planification*. Cette norme de fiabilité demande aux *coordonnateurs de la planification* de mettre en œuvre un processus documenté de validation des données pour la modélisation des écoulements de puissance et du comportement dynamique du réseau. Dans le cas du comportement dynamique, la cible des validations sont les événements considérés par le *coordonnateur de la planification* comme des événements locaux dynamiques. Un événement local dynamique pourrait inclure, par exemple, la mise en circuit d'une ligne de transport près d'une centrale électrique. Un événement local dynamique est une perturbation dans le réseau électrique qui entraîne un comportement transitoire mesurable, comme des oscillations. Ceci pourrait impliquer une zone restreinte du réseau ou une centrale électrique qui oscille par rapport au reste du réseau. Le reste du réseau ne devrait pas s'en trouver perturbé. Les oscillations qui touchent de grandes parties du réseau ne constituent pas des événements locaux. Toutefois, un événement local dynamique pourrait faire partie d'une perturbation de plus grande ampleur touchant de grandes étendues du réseau.

B. Exigences et Mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté de validation des données comprenant les éléments suivants : [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- 1.1. Une comparaison entre le comportement de la portion de réseau existant du *coordonnateur de la planification* dans un modèle d'écoulement de puissance de planification et le comportement réel du réseau, représenté par les données d'un estimateur d'état ou d'autres sources de données en temps réel, par simulation au moins une fois tous les 24 mois civils ~~par simulation~~ ;
 - 1.2. Une comparaison entre le comportement de la portion de réseau existant du *coordonnateur de la planification* dans un modèle dynamique de planification et le comportement réel du réseau, par simulation d'un événement local dynamique, au moins tous les 24 mois civils (utiliser un événement local dynamique survenant dans les 24 mois civils suivant le dernier événement local dynamique utilisé pour comparaison, et effectuer la comparaison dans un délai de 24 mois civils suivant l'événement local dynamique). Si aucun événement local dynamique ne survient dans l'intervalle de 24 mois civils, utiliser l'événement local dynamique suivant à survenir ;
 - 1.3. Les principes directeurs à appliquer par le *coordonnateur de la planification* pour déterminer les divergences de comportement inacceptables dans le cadre des parties 1.1 ou 1.2 ; et
 - 1.4. Les principes directeurs à suivre pour corriger les divergences de comportement jugées inacceptables dans le cadre de la partie 1.3.
- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a établi un processus documenté de validation conformément à l'exigence E1, ainsi qu'une pièce justificative attestant la mise en œuvre des éléments requis de ce processus.
- E2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport* doit transmettre, dans un délai de 30 jours civils suivant une demande écrite, des données sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) à tout *coordonnateur de la planification* qui procède à une validation en vertu de l'exigence E1, par exemple des données d'estimateur d'état ou d'autres données en temps réel (y compris des enregistrements de données de perturbation) nécessaires pour la validation par comparaison avec le comportement réel du réseau. *[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]*
- M2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport* doit détenir une pièce justificative (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'il a transmis les données demandées (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne dispose pas de telles données) à tout *coordonnateur de la planification* qui procède à une validation en vertu de l'exigence E1, dans un délai de 30 jours après en avoir reçu la demande écrite, conformément à l'exigence E2. S'il n'a pas reçu de demande de données de validation de la part d'un *coordonnateur de la planification*, le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* doit pouvoir présenter une déclaration écrite à cet égard.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

Le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (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 le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 et E2 ainsi qu'aux mesures M1 et M2 depuis le dernier audit, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Si une entité visée est jugée non conforme, elle 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 l'application des normes 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

La section 3.0 de l'annexe 4C des règles de procédure de la NERC comporte une liste des processus de surveillance et d'évaluation de la conformité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification à long terme	Moyen	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant un des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de 28 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.2 dans un délai de</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant deux des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 28 mois civils et inférieur ou égal à 32 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant trois des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 32 mois civils et inférieur ou égal à 36 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas établi de processus de validation, ou n'a documenté ou mis en œuvre aucun des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas validé sa partie du réseau dans le modèle d'écoulement de puissance comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 36 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.2 dans un délai de 36 mois civils (ou après</p>

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de 28 mois civils.	1.2 dans un délai de 24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 28 mois civils et inférieur ou égal à 32 mois civils.	comme requis à la partie 1.2 dans un délai de 24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 32 mois civils et inférieur ou égal à 36 mois civils.	l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois).
E2	Planification à long terme	Faible	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un délai de 30 jours civils suivant	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un délai de 30 jours civils suivant	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un délai de	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un délai de

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai inférieur ou égal à 45 jours civils.	une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai supérieur à 45 jours civils, mais inférieur ou égal à 60 jours civils.	30 jours civils suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai supérieur à 60 jours civils, mais inférieur ou égal à 75 jours civils.	75 jours civils. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> a transmis une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas les données demandées, alors qu'il détenait ces données.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Principes directeurs d'application

Principes directeurs et fondements techniques

Exigence E1 :

Cette exigence établit la nécessité de mettre en œuvre un processus de validation, mais sans préciser de méthode ou de procédure particulière au-delà d'un certain nombre d'éléments énoncés de façon générale. Pour de plus amples renseignements sur les procédures de validation suggérées, consulter le document *Procedures for Validation of Powerflow and Dynamics Cases* produit par le Groupe de travail sur la modélisation de la NERC.

Les détails du processus sont laissés à la discrétion du *coordonnateur de la planification*, mais celui-ci doit établir et incorporer à son processus des critères permettant de déterminer si les divergences entre le comportement prévu du réseau et son comportement réel sont acceptables ou non.

Pour la validation selon la partie 1.1, les données d'estimateur d'état ou les autres données en temps réel doivent correspondre le plus possible à la pointe du réseau. Cependant, d'autres clichés du réseau pourront être utilisés si le *coordonnateur de la planification* les juge plus appropriés. Bien que l'exigence prescrive un intervalle de 24 mois civils, un intervalle plus court est en fait souhaitable.

Dans le cadre de la comparaison prescrite à la partie 1.1, le *coordonnateur de la planification* peut prendre en compte, notamment, les éléments suivants :

1. la charge du réseau ;
2. la topologie et autres paramètres du réseau de transport ;
3. la tension aux principaux jeux de barres ; et
4. les transits dans les artères principales de transport.

La validation selon la partie 1.1 nécessiterait la prise en compte des facteurs de répartition et des facteurs de puissance de la charge (selon le cas) utilisés dans les modèles d'écoulement de puissance. Cette validation peut être faite à partir de données de charge mesurées directement, en l'absence de données d'estimateur d'état. La comparaison des facteurs de répartition de la charge et des facteurs de puissance du réseau doit être effectuée à l'échelle globale de l'entreprise ou à celle de la zone de l'écoulement de puissance à tout le moins ; elle peut aussi se faire, selon le jugement du *coordonnateur de la planification*, à l'échelle des jeux de barres ou de régions nécessitant une alimentation locale importante (par exemple dans la zone d'un *responsable de l'équilibrage*), ou dans des zones plus restreintes.

Pour la validation du modèle de comportement en régime dynamique selon la partie 1.2, l'étendue est limitée à la zone de planification du *coordonnateur de la planification* ; la comparaison doit porter sur les événements ou les phénomènes locaux, et non à l'échelle de l'*Interconnexion*.

Dans le cadre de la partie 1.2, la comparaison entre les simulations et les données réelles du réseau peut porter sur les événements suivants :

- oscillations de tension aux jeux de barres principaux ;
- fréquence du réseau (événements avec excursions en fréquence) ;

Principes directeurs d'application

- oscillations de puissance active et réactive pour les groupes de production et les lignes principales d'interconnexion.

Il n'est pas vraiment possible de prévoir quand peut survenir un événement local dynamique. À cause des complexités de l'analyse nécessaire pour la simulation, la partie 1.2 stipule que l'intervalle « au moins tous les 24 mois civils » entre les comparaisons s'applique en fait aux événements locaux dynamiques eux-mêmes, et qu'un délai de 24 mois est accordé après l'événement local dynamique retenu. Cet éclaircissement vise à éviter que le PC ne se retrouve dans une circonstance temporelle qui rendrait la conformité impossible. Si l'intervalle indiqué englobait le délai d'exécution de la comparaison, on pourrait avoir une situation où l'événement surviendrait 23 mois après la comparaison précédente, ce qui laisserait à peine un mois pour la comparaison ; et compte tenu du délai de 30 jours de l'exigence E2 pour la transmission par les TOP ou les RC des données sur le comportement réel du réseau (si elles sont nécessaires pour la comparaison), il serait potentiellement impossible de terminer la comparaison à l'intérieur du délai de 24 mois.

C'est pourquoi le texte de l'exigence précise que l'intervalle entre les événements locaux dynamiques utilisés pour les comparaisons est d'au plus 24 mois entre ceux-ci (sous réserve d'un intervalle plus long, comme il est indiqué à la fin de la partie 1.2, s'il s'écoule plus de 24 mois avant l'événement local dynamique suivant, la comparaison devant alors se faire avec le premier événement à survenir par la suite). Chaque comparaison doit être effectuée dans un délai de 24 mois suivant l'événement local dynamique retenu. Ainsi, le problème potentiel décrit plus haut dans le cas d'un événement local dynamique qui surviendrait après 23 mois est écarté. Par exemple, si un PC utilise pour comparaison un événement local dynamique qui survient le 1^{er} jour du 1^{er} mois, il dispose de 24 mois civils à partir de cet événement pour terminer la comparaison. Si l'événement local dynamique suivant choisi par le PC pour la comparaison survient au 23^e mois, le PC dispose de 24 mois à compter de ce deuxième événement pour effectuer la comparaison.

La partie 1.3 stipule que le PC doit intégrer à son processus documenté de validation des principes directeurs permettant de déterminer si les divergences entre les résultats de simulation et le comportement réel du réseau sont acceptables ou non. Le PC peut élaborer lui-même les principes directeurs ou directives prescrits aux parties 1.3 et 1.4, renvoyer à d'autres principes directeurs ou directives établis, ou les deux. Pour la comparaison avec le modèle d'écoulement de puissance, par exemple, le critère pourrait être un écart d'au plus 10 % ou 100 MW, selon la valeur la plus élevée, entre les transits sur les lignes à 500 kV ; différentes valeurs en pourcentage ou en MW pourraient être établies pour différents niveaux de tension. Ou encore, le critère de comparaison des tensions pourrait spécifier un écart d'au plus 1 %. L'important est que les principes directeurs intégrés au processus documenté de validation soient pertinents au réseau du *coordonnateur de la planification*. Pour ce qui est de la comparaison d'événements dynamiques, les principes directeurs peuvent être moins précis, mais la comparaison doit conclure à des résultats concordants. Par exemple, un principe directeur pourrait demander de tracer le résultat de la simulation sur le même graphique que le comportement réel du réseau, et de comparer visuellement les deux tracés afin d'établir leur degré de ressemblance. Ou encore, un principe directeur pourrait être un écart d'au plus 20 % entre le temps de montée du comportement transitoire dans la simulation par rapport à celui

Principes directeurs d'application

du comportement réel du réseau. Tout comme pour les critères de comparaison en écoulement de puissance, les critères de comparaison en régime dynamique doivent être pertinents au réseau du *coordonnateur de la planification*.

Les directives que le PC incorpore à son processus documenté de validation pour corriger les divergences selon la partie 1.4 pourraient prescrire une coordination directe avec le propriétaire des données et, si nécessaire, renvoyer à l'exigence E3 de la norme MOD-032-1 (la validation effectuée selon la partie 1.4 pourrait révéler des lacunes techniques dans les données). Autrement dit, bien que la présente norme porte sur la validation, les résultats de la validation peuvent révéler le besoin de corriger des données fournies en vertu de la norme sur les données de modélisation. Si un modèle générique ou comportant des données estimatives est utilisé pour un groupe de production et que le comportement du modèle ne correspond pas au comportement réel, il faut alors corriger les données estimatives ou demander au fournisseur des données un modèle plus détaillé.

Bien que la validation porte essentiellement sur la zone de planification du *coordonnateur de la planification*, le modèle utilisé doit couvrir une partie de l'*Interconnexion* plus étendue que la zone du *coordonnateur de la planification*. S'il est possible de faire correspondre les simulations au comportement réel du réseau au moyen de changements raisonnables aux données dans la zone du *coordonnateur de la planification*, ce dernier devrait apporter ces changements en coordination avec le fournisseur des données. Cependant, pour certaines perturbations, les données dans la zone du *coordonnateur de la planification* peuvent ne pas être la cause de la divergence entre les simulations et le comportement réel. Ces situations doivent être signalées à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO). Les directives intégrées par le *coordonnateur de la planification* à son processus documenté selon la partie 1.4 pourraient s'y appliquer.

Justification :

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte étaient incorporées à la norme pour exposer la justification de diverses parties de la norme. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré ci-après.

Justification pour E1 :

Au paragraphe 1210 de son Ordonnance 693, la FERC demande que soit formulée « une exigence de valider les modèles par comparaison au comportement réel du réseau ». La FERC ajoute au paragraphe 1211 que « les événements réels du réseau doivent être simulés et, si le résultat du modèle ne respecte pas la marge d'exactitude prescrite, il faut modifier le modèle de manière à obtenir l'exactitude nécessaire ». Le paragraphe 1220, de même, demande de valider les modèles de comportement en régime dynamique de réseau par comparaison au comportement réel du réseau. Au paragraphe 290 de son Ordonnance 890, la FERC stipule que « les modèles doivent être mis à jour et comparés à des événements réels ». L'exigence E1 répond à ces diverses prescriptions.

L'exigence E1 stipule que le *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté afin de valider les données dans sa zone de planification pour les modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique par

Principes directeurs d'application

comparaison entre le comportement réel et le comportement prévu, ce qui va dans le sens des directives de la FERC. La validation de modèles pour l'échelle de l'*Interconnexion* est laissée à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO) ou à ses représentants, et ne tombe pas dans le champ d'application de la présente norme. Les éléments suivants ont été choisis pour l'exigence de validation :

- A. la comparaison entre le comportement du réseau existant dans un modèle de planification d'écoulement de puissance et le comportement réel du réseau ; et
- B. la comparaison entre le comportement du réseau existant dans un modèle de planification de comportement en régime dynamique et le comportement réel du réseau.

Ces validations permettront d'obtenir des modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique plus fidèles, d'où une meilleure corrélation entre les transits et les tensions du réseau calculés dans les études d'écoulement de puissance et les valeurs réelles observées par l'exploitant de réseau en cas de panne de courant. Des améliorations semblables sont à prévoir pour les études de régime dynamique, de telle sorte que leurs résultats correspondront plus étroitement aux réactions réelles du réseau électrique aux perturbations.

La validation des données de modélisation est une pratique souhaitable dans le secteur de l'électricité, mais cette activité ne se prête pas facilement au langage des exigences des normes de fiabilité. En outre, il serait difficile d'établir des indications quant aux seuils de perturbation à valider et quant à la manière de les déterminer. C'est pourquoi cette exigence consiste à demander au *coordonnateur de la planification* de procéder à la validation selon son propre processus, qui doit comprendre les parties 1.1 à 1.4, sans préciser aucunement la manière dont doit se faire la validation, nécessairement liée aux circonstances. Pour d'autres validations, mieux vaut procéder par lignes directrices plutôt que par les exigences d'une norme.

Justification pour E2 :

Le *coordonnateur de la planification* aura besoin de données sur le comportement réel du réseau afin d'effectuer les validations demandées à l'exigence E1. Le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* peut détenir ces données. L'exigence E2 demande donc au *coordonnateur de la fiabilité* et à l'*exploitant de réseau de transport* de fournir les données réelles du réseau, s'il détient de telles données, à tout *coordonnateur de la planification* qui en fait la demande aux fins de la validation d'un modèle selon l'exigence E1.

Cette exigence pourrait aussi s'étendre à l'information que le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* détient sur les lieux mêmes d'exploitation. Par exemple, si un synchrophaseur ou un oscillo-perturbographe présent dans une installation de production enregistre la perturbation, on considère normalement que le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* détient ces données.

Principes directeurs d'application

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Élaboration à titre de nouvelle norme portant sur la validation du réseau pour la mise en œuvre de dispositions en instance de l'Ordonnance 693 de la FERC et de recommandations de diverses autres sources.
1	1 ^{er} mai 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-033-1.	

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 :** Validation de modèle de réseau en régimes permanent et dynamique
- 2. Numéro :** MOD-033-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1. Entités fonctionnelles**
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
- 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**
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**
 - [Audit de conformité](#)
 - [Déclaration sur la conformité](#)
 - [Contrôle ponctuel](#)
 - [Enquête de conformité](#)
 - [Soumission périodique de données](#)
 - [Déclaration de non-conformité](#)
 - [Rapport par exception](#)
 - [Enquête à la suite d'une plainte](#)~~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

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x		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~~tout~~ *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. ~~tout au moins un~~ *élément* *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 continu 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

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable de la surveillance de 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 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 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 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</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</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</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</p>

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils.	selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.	selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	retard de plus de 30 jours 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 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 Conseil d'administration de la NERC	Nouveau document
1	2 août 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	13 novembre 2014	Adoption par le 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-verrouillée » ou « réenclenchementferme » 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 Conseil d'administration, 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 **réactionréponse** 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 **réactionréponse** 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 **réaction** **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 *réaction* 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 **réaction-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-002-02

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 proposée 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	La plus tardive des deux dates suivantes : <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 pour atteindre 50% en conformité ou • le 1^{er} juillet 2020.
	La plus tardive des deux dates suivantes : <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.

5.3. xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Disposition particulière pour E1, M1, E2, E3, E10, E11:

- Mis en forme : Police :Calibri
- Tableau mis en forme
- Mis en forme : Police :Calibri
- Mis en forme : Police :Calibri
- Mis en forme : Avec puces + Niveau : 1 + Alignement : 0,63 cm + Retrait : 1,27 cm
- Mis en forme : Police : (Par défaut) Calibri, Couleur de police : Noir
- Mis en forme : Police :Calibri
- Mis en forme : Police :Calibri, Exposant
- Mis en forme : Police :Calibri
- Mis en forme : Police :Calibri
- Mis en forme : Avec puces + Niveau : 1 + Alignement : 0,63 cm + Retrait : 1,27 cm
- Mis en forme : Police :Calibri, Exposant
- Mis en forme : Police :Calibri
- Mis en forme : Retrait : Gauche : 1,78 cm, Sans numérotation ni puces
- Mis en forme : Retrait : Gauche : 0,89 cm, Suspendu : 0,89 cm, Sans numérotation ni puces

Aux fins de l'application de cette norme, le terme «jeux de barres du BES» fait référence aux jeux de barres désignés selon l'annexe 1 modifiée par la présente annexe.

Commentaire [BJ1]: On écrit BES ou RTP ici?

Mis en forme : Police :Italique

Mis en forme : retrait : Gauche : 1,25 cm, Première ligne : 0,02 cm, Sans numérotation ni puces

Mis en forme : Police :Italique

Mis en forme : Police :Italique

~~E11~~ Chaque propriétaire d'installation de transport et propriétaire d'installation de production doit fournir à l'entité responsable ou à la Régie de l'énergie, 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.

~~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 la Régie de l'énergie 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 la Régie de l'énergie 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

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

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 propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à la Régie de l'énergie 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 propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à la Régie de l'énergie 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 propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à la Régie de l'énergie 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 propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a soumis un plan d'actions correctives à la Régie de l'énergie selon l'exigence E12, mais ne l'a pas mis en œuvre.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production n'a pas signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à la Régie de l'énergie 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 propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production n'a pas rétabli la capacité d'enregistrement et n'a pas soumis un plan d'actions correctives à la Régie de l'énergie selon l'exigence E12.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

Annexe 1

~~Aucune disposition particulière~~

Disposition particulière pour l'étape 1 :

Lorsque le propriétaire d'installation de transport dresse la liste complète des jeux barres du RTP qu'il 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

Mis en forme : Police :Non Gras

Précisions sur l'exigence E11

~~Cette exigence oblige les entités visées à fournir, à la demande de l'entité responsable ou de la Régie de l'énergie de Québec, 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.~~

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~~

Norme PRC-002-2 — Surveillance des perturbations et production des données

Annexe QC-PRC-002-2

Dispositions particulières de la norme PRC-002-2 applicables au Québec

~~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 la Régie de l'énergie et mettre en œuvre ce plan. Ces mesures sont jugées appropriées pour assurer une collecte de données robuste et adéquate.~~

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* ~~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* ~~entité régionale~~, chacune de ces zones d'*entité régionale* ~~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* ~~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 dans 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 [(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]
- 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-dessus 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 ~~communication-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'**EROrganisme de fiabilité électrique**.

- 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 ~~établir~~ mettre en œuvre un ~~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 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 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'~~organisme de fiabilité électrique~~ ERQe.

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

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable de la surveillance de l'application des normes* » (CEA) désigne la NERC ou l'*entité régionale* *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 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 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 <u>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</u>un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone, pour un taux de déséquilibre [(charge – production réelle) ÷ (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 <u>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</u>un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone, pour un taux de déséquilibre [(charge – production réelle) ÷ (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 <u>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</u>un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone, pour un taux de déséquilibre [(charge – production réelle) ÷ (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	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.	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.	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.	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. OU 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.
E5	S. O.	S. O.	S. O.	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.

	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	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>

	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* *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* *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* *entité régionale* du WECC, comprenant *la transmission d'un avis et un calendrier de mise en œuvre par les 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~~ 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~~ 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** *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~~*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'entité régionale entité régionale 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'entité régionale entité régionale 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'entité régionale entité régionale 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'entité régionale entité régionale 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.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a adopté un programme de DSF, coordonné dans toute la zone d'entité régionale<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<i>comprenant un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone</i>, 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.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a adopté un programme de DSF, coordonné dans toute la zone d'entité régionale<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<i>un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone</i>, 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.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a adopté un programme de DSF, coordonné dans toute la zone d'entité régionale<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<i>un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone</i>, 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.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas adopté de programme de DSF, coordonné dans toute la zone d'entité régionale<i>entité régionale</i> du WECC, comprenant un avis et un calendrier de mise en œuvre par les entités DSF dans sa zone.</p>
D.B.4	<p>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'entité régionale<i>entité régionale</i> du WECC</p>	<p>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'entité régionale<i>entité régionale</i> du WECC</p>	<p>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'entité régionale<i>entité régionale</i> du WECC</p>	<p>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'entité régionale<i>entité régionale</i> du WECC</p>

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
	<p>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, 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.</p>	<p>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, 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.</p>	<p>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, 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.</p>	<p>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, 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.</p> <p>OU</p> <p>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'entité régionale <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.</p>
D.B.11	<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,</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,</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,</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,</p>

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
	<p>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 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>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 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>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 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>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 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</p>

	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
				<p>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 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.</p>

	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'entité régionale<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'entité régionale<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'entité régionale<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'entité régionale<i>entité régionale</i> WECC afin de tenir compte de ces lacunes.</p>

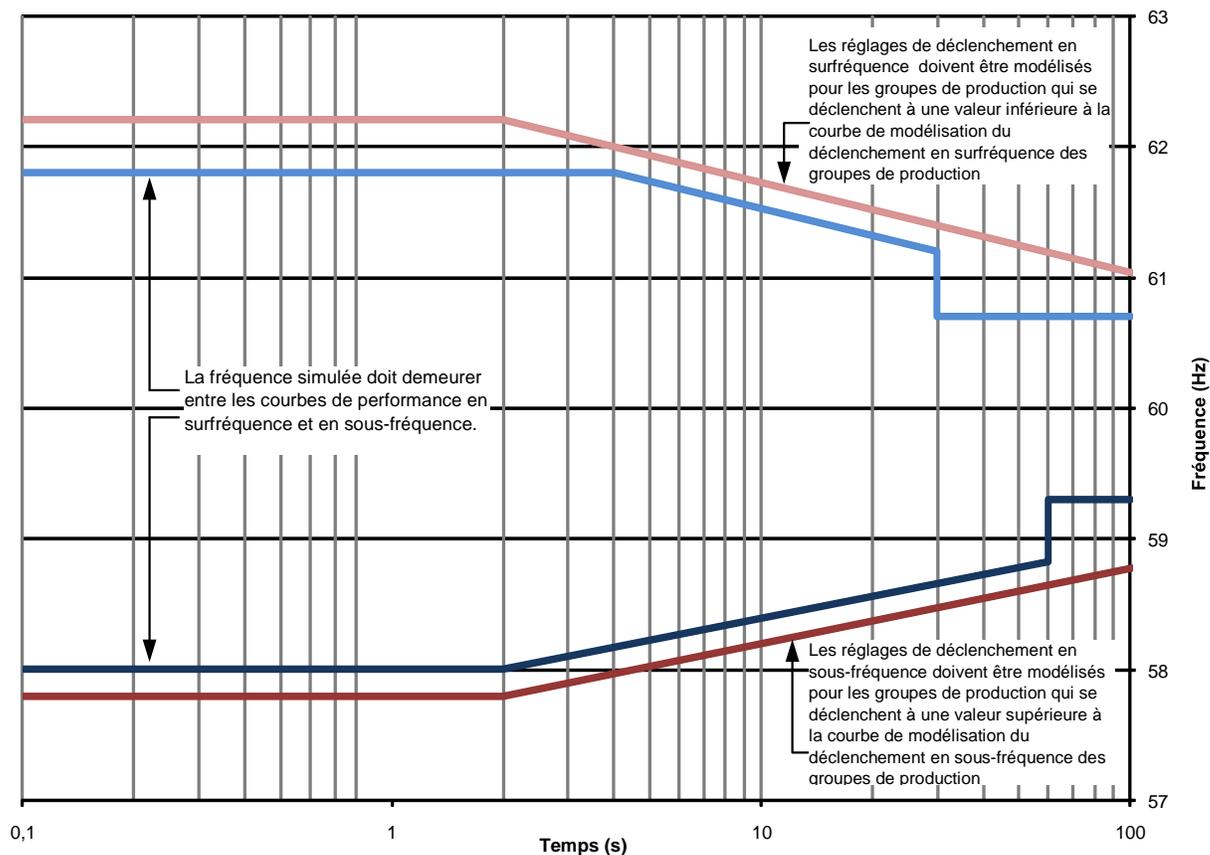
E. Documents connexes

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



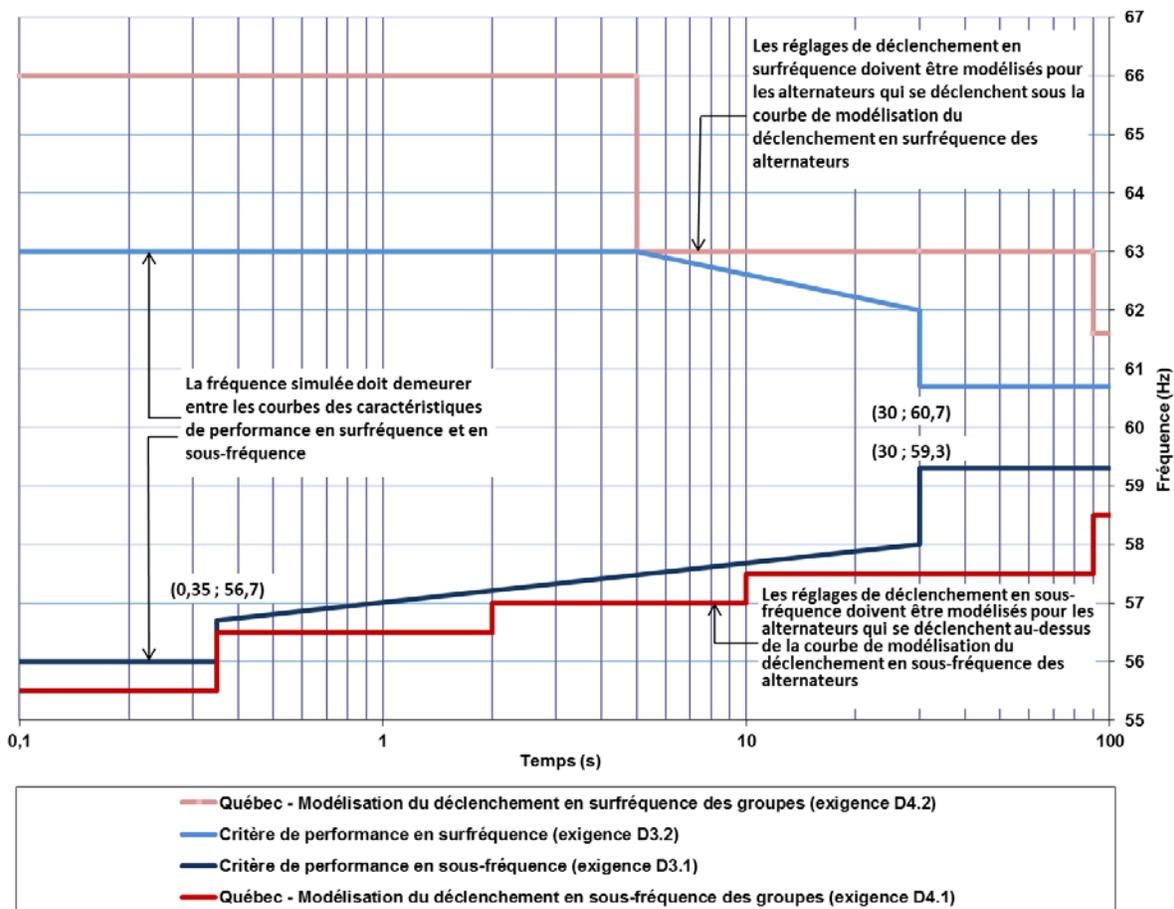
□□□□	Modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes (E4, alinéas 4.4 à 4.6)
□□□□	Critère de performance en surfréquence (E3, alinéa 3.2)
□□□□	Critère de performance en sous-fréquence (E3, alinéa 3.1)
□□□□	Modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes (E4, alinéas 4.1 à 4.3)

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**

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 la transmission d'un avis aux entités DSF de sa zone, ainsi que la transmission d'un avis à ces entités 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 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.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF comprenant <u>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</u> la notification des entités DSF dans sa zone, ainsi que le calendrier de mise en œuvre par 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.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF comprenant <u>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</u> la notification des entités DSF dans sa zone, ainsi que le calendrier de mise en œuvre par 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.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a élaboré un programme de DSF comprenant <u>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</u> la notification des entités DSF dans sa zone, ainsi que le calendrier de mise en œuvre par 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.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'élaborer un programme de DSF.</p>

	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

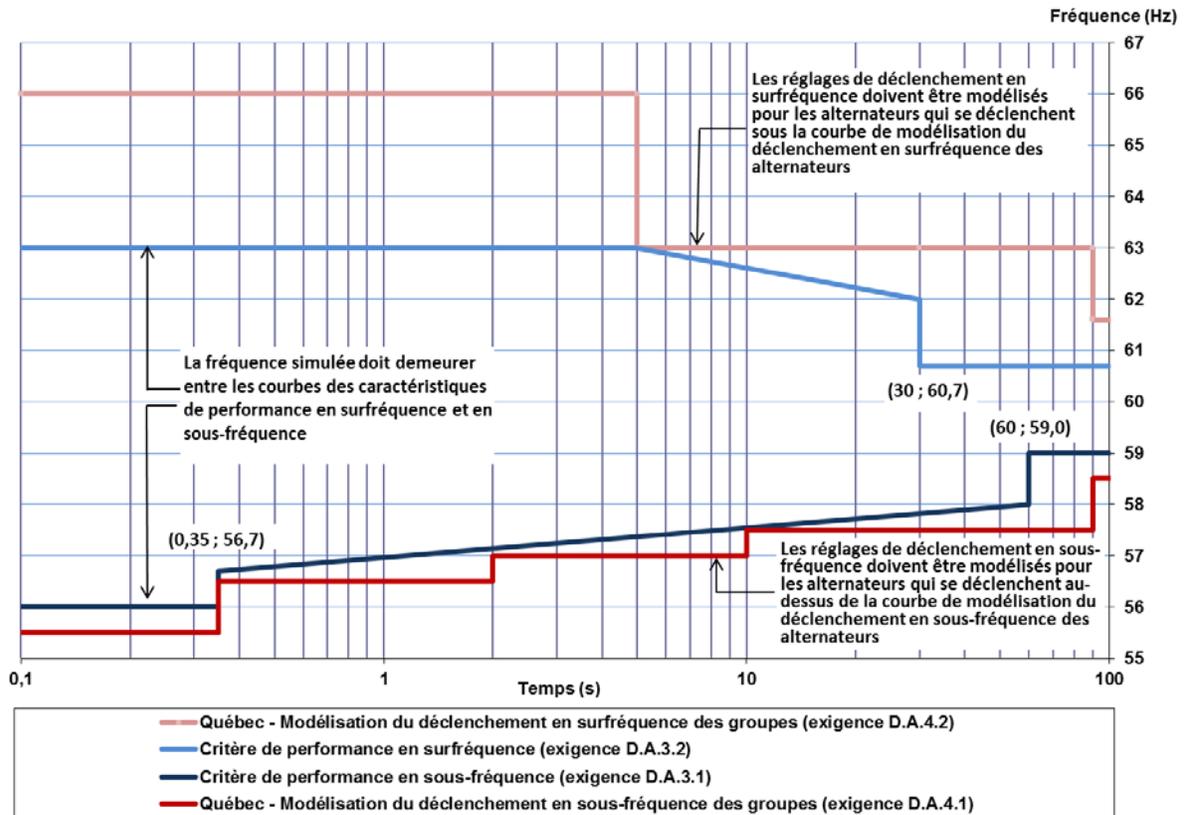
Aucune disposition particulière

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