

Normes de fiabilité Bloc 1 (version française)

A. Introduction

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

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque entité responsable doit avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements conforme à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 qui inclut le ou les protocoles de déclaration à l'organisme de fiabilité électrique et aux autres organismes (par exemple l'*entité régionale*, le personnel de l'entreprise, le *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, les autorités policières ou l'instance gouvernementale pertinente). [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- M1.** Chaque entité responsable doit avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements daté qui inclut le ou les protocoles et chaque organisation désignée pour recevoir une déclaration des événements pour les types d'événement spécifiés à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 et en conformité avec l'entité responsable de la déclaration.
- E2.** Chaque entité responsable doit déclarer les événements spécifiés à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 aux entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour le type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant de l'entité responsable (c'est-à-dire 16 h heure locale). [*Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon : évaluation des activités d'exploitation*]

- M2.** Chaque entité responsable doit avoir des pièces justificatives de déclaration d'un événement aux entités spécifiées dans son *plan d'exploitation* de déclaration des événements, soit une copie du formulaire de l'annexe 2 de la norme EOP-004-4 dûment rempli ou un formulaire DOE OE-417 ; elle doit aussi avoir une pièce justificative de transmission (par exemple un journal d'exploitation ou un autre document d'exploitation, un enregistrement vocal, un courriel ou une confirmation de télécopie) attestant que la déclaration de l'événement a été transmise dans les 24 heures suivant l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour le type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant de l'entité responsable (c'est-à-dire 16 h heure locale).

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

L'entité responsable doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les indications ci-dessous, à moins que son CEA lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période dans le cadre d'une enquête :

Les périodes de conservation des pièces justificatives suivantes indiquent la période pendant laquelle une entité est tenue de conserver des pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives spécifiée ci-dessous est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

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

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

Le CEA doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit demandés et présentés subséquemment.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements, mais celui-ci omettait un type d'événement pertinent.	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements, mais celui-ci omettait deux types d'événement pertinents.	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements, mais celui-ci omettait trois types d'événement pertinents.	L'entité responsable avait un <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements, mais celui-ci omettait au moins quatre types d'événement pertinents. OU L'entité responsable n'avait pas de <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements.
E2	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard d'au plus 24 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à une des entités spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements dans un délai de 24 h	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard de plus de 24 h et d'au plus 48 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à deux des entités spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements dans un délai de 24 h	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard de plus de 48 h et d'au plus 72 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à trois des entités spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements dans un délai de 24 h	L'entité responsable a transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires prescrits, mais avec un retard de plus de 72 h après l'échéance. OU L'entité responsable n'a pas transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à au moins quatre des entités spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements dans un délai de 24 h

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.	ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas. OU L'entité responsable n'a pas transmis de déclaration pour un événement spécifié à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

[Lien](#) vers le plan de mise en œuvre et d'autres documents connexes importants.

EOP-004 – Annexe 1 : Événements à déclarer

REMARQUE : Lorsque les conditions sont défavorables (par exemple, des conditions météorologiques sévères, des événements multiples, etc.), il peut être impossible de déclarer les dommages causés par un événement et de produire une déclaration d'événement par écrit à l'intérieur du délai de la norme. Dans de tels cas, l'entité responsable touchée doit aviser les intervenants conformément à l'exigence E2 et fournir toute l'information dont elle dispose au moment de la notification. Soumettre les déclarations à l'ERO de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780, option 1).

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

Justification de l'annexe 1

Abaissement de la tension dans tout le réseau par suite d'une *urgence* sur le *BES* – Le TOP assure l'exploitation du réseau et est la seule entité en mesure de mettre en œuvre un abaissement de la tension dans tout le réseau.

Perte totale des moyens de *communication interpersonnelle* et des moyens de *communication interpersonnelle de rechange* dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel – Afin d'harmoniser la norme EOP-004-4 avec la norme COM-001-2.1. La norme COM-001-2.1 emploie le terme *communication interpersonnelle*, défini ainsi dans le glossaire de la NERC : « Tout moyen de communication par lequel au moins deux personnes peuvent interagir, se consulter ou échanger de l'information. » Le glossaire de la NERC définit ainsi le terme *communication interpersonnelle de rechange* : « Toute *communication interpersonnelle* pouvant servir de solution de rechange à la *communication interpersonnelle* normalement utilisée pour l'exploitation courante, mais n'utilisant pas la même infrastructure ou le même moyen de communication. »

Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle d'un centre de contrôle du *BES* – Reformulation en « Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du *BES* comptant du personnel pendant au moins 30 minutes sans interruption » afin de clarifier le « seuil de déclaration » et d'assurer une meilleure concordance avec le processus d'analyse d'événement de l'ERO.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Dompage ou destruction d'une installation	RC, BA, TOP	Dompage ou destruction d'une installation dans sa zone de fiabilité, dans sa zone d'équilibrage ou dans la zone d'exploitant de réseau de transport, qui entraîne une ou des actions visant à éviter une urgence sur le système de production-transport d'électricité (BES).
Dompage ou destruction de son installation	TO, TOP, GO, GOP, DP	Dompage ou destruction de son installation, découlant d'une action humaine délibérée avérée ou présumée. Il n'est pas nécessaire de déclarer un vol, sauf s'il compromet l'exploitation normale de l'installation.
Menaces physiques à son installation	TO, TOP, GO, GOP, DP	Menace physique à son installation, à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui a le potentiel de compromettre l'exploitation normale de l'installation. OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans son installation.
Menaces physiques à son centre de contrôle du BES	RC, BA, TOP	Menace physique à son centre de contrôle du BES, à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui ont le potentiel de compromettre l'exploitation normale du centre de contrôle. OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans son centre de contrôle du BES.
Appel au public pour réduire la charge par suite d'une urgence sur le BES	BA	Appel au public pour réduire la charge afin de maintenir la continuité du BES.
Abaissement de la tension dans tout le réseau par suite d'une urgence sur le BES	TOP	Abaissement de tension sur tout le réseau de 3 % ou plus.
Délestage de charge ferme par suite d'une urgence sur le BES	RC, BA ou TOP initiateur	Délestage (manuel ou automatique) de charge ferme \geq 100 MW.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Excursion de tension dans une <i>installation</i> par suite d'une <i>urgence</i> sur le <i>BES</i>	<i>TOP</i>	Excursion d'au moins 10 % de la tension nominale pendant ≥ 15 minutes sans interruption.
Perte non maîtrisée de charge ferme par suite d'une <i>urgence</i> sur le <i>BES</i>	<i>BA, TOP, DP</i>	Perte non maîtrisée de charge ferme pendant ≥ 15 minutes, attribuable à un seul incident : ≥ 300 MW pour les entités dont la demande de pointe de l'année précédente est $\geq 3\ 000$; OU ≥ 200 MW pour toutes les autres entités.
Séparation du réseau (îlotage)	<i>RC, BA, TOP</i>	Chaque séparation entraînant la formation d'un îlot de ≥ 100 MW.
Perte de production	<i>BA</i>	Perte de production totale, à l'intérieur d'une minute, de : $\geq 2\ 000$ MW dans l' <i>Interconnexion</i> de l'Est, de l'Ouest et du Québec ; OU $\geq 1\ 400$ MW dans l' <i>Interconnexion</i> ERCOT. La perte de production est utilisée pour déclarer des <i>indisponibilités forcées</i> et non des situations météorologiques ou l'indisponibilité d'une source d'énergie pour une <i>ressource de production décentralisée</i> .
Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau)	<i>TO, TOP</i>	Perte totale de l'alimentation électrique externe affectant une centrale nucléaire en production selon les <i>exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire</i> .

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte de transport	<i>TOP</i>	Perte imprévue dans sa zone, contraire à la conception, de trois <i>installations</i> du <i>BES</i> ou plus causée par une perturbation commune (à l'exclusion d'un réenclenchement automatique réussi).
Évacuation imprévue de son centre de contrôle du <i>BES</i>	<i>RC, BA, TOP</i>	Évacuation imprévue de son installation de centre de contrôle du <i>BES</i> pour une durée continue de 30 minutes ou plus.
Perte totale des moyens de <i>communication interpersonnelle</i> et des moyens de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> dans son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel	<i>RC, BA, TOP</i>	Perte totale des moyens de <i>communication interpersonnelle</i> et des moyens de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> dans son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel pour une durée continue de 30 minutes ou plus.
Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel	<i>RC, BA, TOP</i>	Perte totale de capacité de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel pour une durée continue de 30 minutes ou plus.

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

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

Utiliser ce formulaire pour déclarer les événements. L'organisme de fiabilité électrique (ERO) acceptera le formulaire DOE OE-417 au lieu de ce formulaire si l'entité est obligée de soumettre un rapport OE-417.

Soumettre les déclarations à l'ERO de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780, option 1). Transmettre aussi le formulaire aux autres organisations visées par l'exigence E1 : « ... (par exemple l'entité régionale, le personnel de l'entreprise, le *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, les autorités policières ou l'instance gouvernementale pertinente). »

Tâche		Commentaires
1.	L'entité remplissant la déclaration doit inclure : Nom de l'entreprise : Nom de la personne à contacter : Adresse courriel de la personne à contacter : Numéro de téléphone : Soumise par (nom) :	
2.	Date et heure de l'événement constaté Date (aaaa-mm-jj) : Heure (hh:mm) : Fuseau horaire :	
3.	L'événement a-t-il eu son origine sur votre réseau ?	Oui <input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Inconnu <input type="checkbox"/>
4.	Identification et description de l'événement :	
	(Cocher la case appropriée) <input type="checkbox"/> Dommages à une <i>installation</i> ou destruction d'une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à son <i>installation</i> <input type="checkbox"/> Menace physique à son centre de contrôle du <i>BES</i> <input type="checkbox"/> <i>Urgence</i> sur le <i>BES</i> : <input type="checkbox"/> délestage de charge ferme <input type="checkbox"/> appel au public pour réduire la charge <input type="checkbox"/> abaissement de la tension dans tout le réseau <input type="checkbox"/> excursion de tension dans une <i>installation</i> <input type="checkbox"/> perte non maîtrisée de charge ferme <input type="checkbox"/> Séparation du réseau (ilôtage)	Description écrite (facultative) :

<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> Perte de production<input type="checkbox"/> Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau)<input type="checkbox"/> Perte de transport<input type="checkbox"/> Évacuation imprévue de son centre de contrôle du <i>BES</i><input type="checkbox"/> Perte totale des moyens de <i>communication interpersonnelle</i> et des moyens de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> à son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel<input type="checkbox"/> Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle à son centre de contrôle du <i>BES</i> comptant du personnel.	
---	--

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2		Fusion des normes CIP-001-2a, Signalement des actes de sabotage, et EOP-004-1, Déclaration des perturbations, pour créer la norme EOP-004-2, Déclaration des événements ; retrait des normes CIP-001-2a, Signalement des actes de sabotage, et EOP-004-1, Déclaration des perturbations	Révision de l'ensemble de la norme (projet 2009-01)
2	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
2	20 juin 2013	Approbation par la FERC	
3	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
3	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-004-3, dossier RM15-13-000	
4	9 février 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
4	18 janvier 2018	Ordonnance de la FERC approuvant la norme EOP-004-4, dossier RM17-12-000	

Principes directeurs et justification technique

Déclarations multiples par une même organisation

Pour les entités inscrites au titre de multiples fonctions, on considère que ces entités n'ont à transmettre qu'une seule déclaration par événement. Par exemple, si une entité est inscrite comme *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport*, elle n'a à transmettre qu'une seule déclaration pour un événement donné plutôt que trois déclarations à titre d'entités différentes.

Déclaration auprès des autorités policières

L'objectif de fiabilité de la norme EOP-004-4 est de renforcer la fiabilité du *BES* en rendant obligatoire la déclaration d'événements par les entités responsables. Certaines indisponibilités, dues notamment à des actes de vandalisme ou de terrorisme, ne sont pas raisonnablement évitables ; ce sont ces types d'événement qu'il faut déclarer aux autorités policières. Les entités comptent sur les corps policiers pour intervenir et enquêter sur les événements qui ont le potentiel de toucher une portion plus étendue du *BES*. L'obligation de déclaration auprès des autorités policières sous-tend les principes de fiabilité du *BES*, en l'occurrence la protection contre les attentats. Une vigilance efficace à l'endroit des menaces environnantes est essentielle à une exploitation et à une planification propres à atténuer les risques potentiels pour le *BES*.

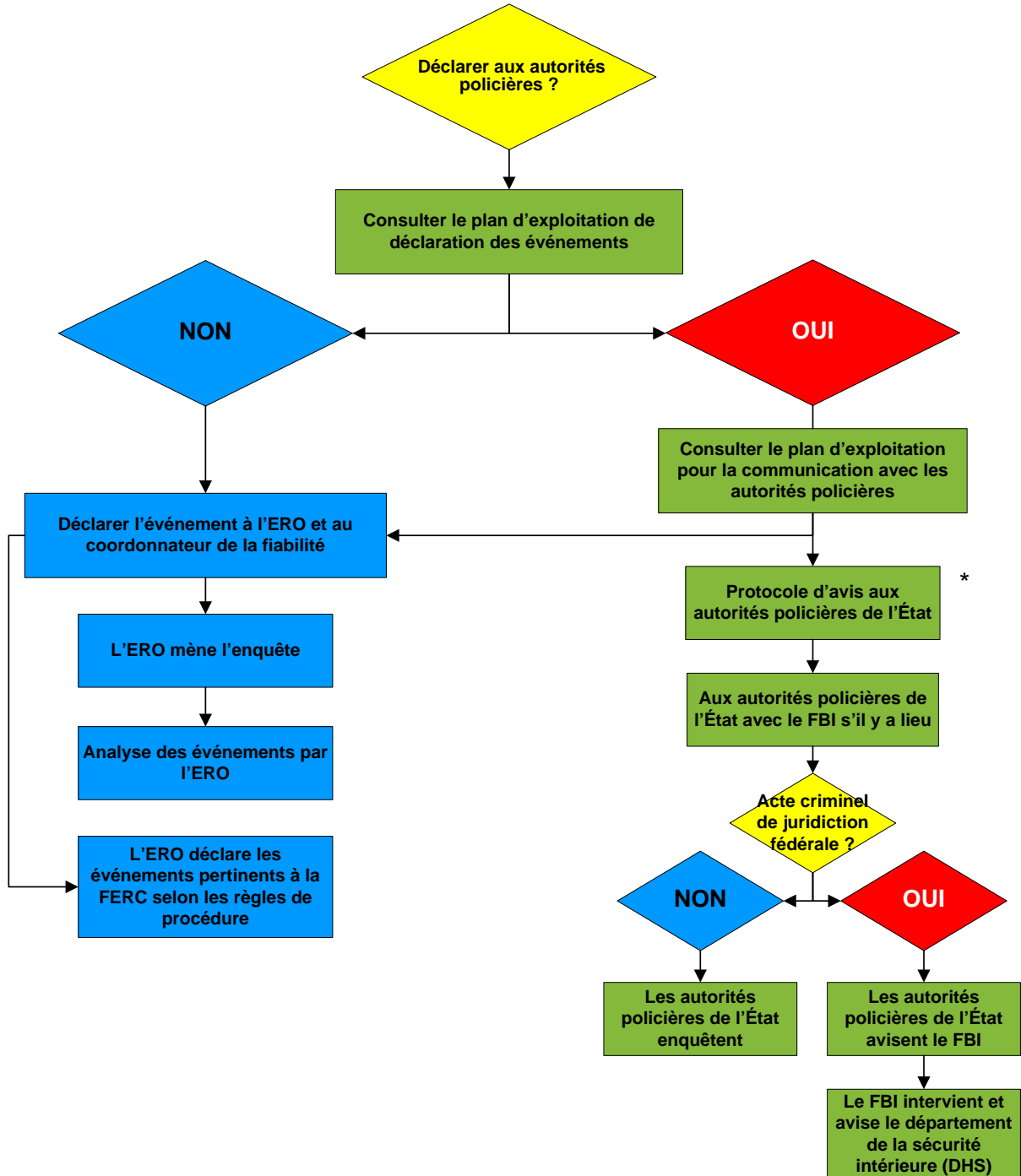
Parties concernées par le processus de déclaration

- Acteurs de l'industrie
- NERC (ERO), *entité régionale*
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
- Département de l'Énergie (DOE)
- Nuclear Regulatory Commission (NRC)
- Département de la Sécurité intérieure (DHS) (échelon fédéral)
- Services de la Sécurité intérieure (échelon des États)
- Organismes de réglementation des États
- Autorités policières locales
- Autorités policières d'État ou provinciales
- Federal Bureau of Investigation (FBI)
- Gendarmerie royale du Canada (GRC)

Les parties ci-dessus sont concernées par une déclaration, une communication et une intervention dans les meilleurs délais en cas d'incident à une *installation*. Ces parties concernées ont divers niveaux de responsabilité et ont un intérêt direct dans les mesures de protection et d'intervention visant à assurer la fiabilité du *BES*.

Exemple d'un processus de déclaration comprenant les autorités policières

Entité touchée par un événement de l'annexe 1



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

Utilisations potentielles de l'information déclarée

La connaissance générale de la situation, la corrélation des données, la recherche de tendances et la détermination des événements d'intérêt à analyser en vue d'une déclaration possible dans le cadre du processus d'analyse d'événement de l'ERO sont quelques-unes des utilisations potentielles de l'information déclarée en vertu de cette norme. Celle-ci oblige les entités fonctionnelles à déclarer les incidents et à fournir l'information connue au moment de la déclaration. La collecte de données supplémentaires nécessaires pour l'analyse est décrite dans le programme d'analyse des événements de l'ERO et dans les règles de procédure de la NERC. Les [règles de procédure de la NERC \(section 800\)](#) donnent un aperçu des responsabilités de l'ERO relativement à l'analyse et à la diffusion de l'information pour la fiabilité. Les agences ayant compétence (qui peuvent inclure le DHS, le FBI, la NERC, les RE, la FERC, les instances provinciales de réglementation et le DOE) ont d'autres tâches et responsabilités.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
EOP-004-4 – Déclaration des événements**

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière

2. **Numéro :** Aucune disposition particulière

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal (RTP)*.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : 1^{er} janvier 2021

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

Annexe EOP-004-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme EOP-004-4 – Déclaration des événements

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

EOP-004 – Annexe 1 : Événements à déclarer

Remplacer *BES* par *RTP*.

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

Remplacer *BES* par *RTP*.

Principes directeurs et justification technique

Remplacer *BES* par *RTP*.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination de la protection du réseau
2. **Numéro :** PRC-001-1.1(ii)
3. **Objet :** Donner l'assurance que la protection du réseau est coordonnée entre les entités exploitantes.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Responsables de l'équilibrage*
 - 4.2. *Exploitants de réseau de transport*
 - 4.3. *Exploitants d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-001-1.1(ii).

B. Exigences

- E1. Chaque *exploitant de réseau de transport*, chaque *responsable de l'équilibrage* et chaque *exploitant d'installation de production* doit bien connaître l'objectif et les limitations des dispositifs des *systèmes de protection* qui sont en place dans sa zone.
- E2. Chaque *exploitant d'installation de production* et chaque *exploitant de réseau de transport* doit aviser les entités responsables de la fiabilité des défaillances de relais ou d'équipement en procédant comme suit :
 - E2.1. Si la défaillance de relais ou d'équipement de protection réduit la fiabilité du réseau, l'*exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* et son *responsable de l'équilibrage-hôte*. L'*exploitant d'installation de production* doit prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.
 - E2.2. Si la défaillance de relais ou d'équipement de protection réduit la fiabilité du réseau, l'*exploitant de réseau de transport* doit aviser son *coordonnateur de la fiabilité* ainsi que les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* qui sont touchés. L'*exploitant de réseau de transport* doit prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.
- E3. Un *exploitant d'installation de production* ou un *exploitant de réseau de transport* doit coordonner les nouveaux systèmes de protection et les modifications de système de protection en procédant comme suit :
 - E3.1. Chaque *exploitant d'installation de production* doit coordonner tous les nouveaux systèmes de protection et toutes les modifications de système de protection avec son *exploitant de réseau de transport* et son *responsable de l'équilibrage-hôte*.
 - L'exigence E3.1 ne s'applique pas aux groupes de production individuels des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*.
 - E3.2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit coordonner tous les nouveaux systèmes de protection et toutes les modifications de système de protection avec les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* voisins.
- E4. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit coordonner les *systèmes de protection* sur les principales lignes de transport et sur les interconnexions avec les *exploitants d'installation de production*, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* voisins.

- E5.** Un *exploitant d'installation de production* ou un *exploitant de réseau de transport* doit coordonner les changements dans les conditions de production, de transport, de charge ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux *systèmes de protection* des autres :
- E5.1.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser au préalable son *exploitant de réseau de transport* des changements dans les conditions de production ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux *systèmes de protection* de l'*exploitant de réseau de transport*.
- E5.2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit aviser au préalable les *exploitants de réseau de transport* voisins des changements dans les conditions de production, de transport, de charge ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux *systèmes de protection* des autres *exploitants de réseau de transport*.
- E6.** Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit surveiller l'état de chaque *automatisme de réseau* dans leur zone, et doit aviser les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement de cet état.

C. Mesures

- M1.** Chaque *exploitant d'installation de production* et chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir, et présenter sur demande, des pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, une étude révisée de l'analyse des défauts, des lettres d'entente sur les réglages, des avis de modifications, ou toute autre pièce justificative équivalente qui serviront à confirmer qu'il y a eu coordination des nouveaux systèmes de protection ou des modifications de système de protection, comme indiqué aux exigences 3, 3.1 et 3.2.
- M2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir, et présenter sur demande, des pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, de la documentation, des registres électroniques, des imprimés d'ordinateur, une démonstration sur ordinateur, ou toute autre pièce justificative équivalente qui serviront à confirmer qu'il surveille les *automatismes de réseau* dans sa zone (exigence 6, partie 1).
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir, et présenter sur demande, des pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, des registres des exploitants, des enregistrements téléphoniques, des avis transmis par voie électronique, ou toute autre pièce justificative équivalente qui serviront à confirmer qu'il a avisé les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement d'état de l'un de ses *automatismes de réseau* (exigence 6, partie 2).

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Les *organisations régionales de fiabilité* sont responsables des mesures pour assurer la conformité.

1.2. Surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Une ou plusieurs des méthodes suivantes serviront à évaluer la conformité :

- la déclaration sur la conformité (effectuée chaque année avec présentation d'un rapport selon le calendrier établi) ;
- les contrôles ponctuels (effectués à tout moment avec préavis allant jusqu'à 30 jours pour s'y préparer) ;

- l'audit périodique (effectué tous les trois ans, selon le calendrier établi) ;
- les enquêtes sur incident. (La notification qu'une enquête sera ouverte doit être faite dans un délai de 60 jours après un événement ou une plainte de non-conformité. L'entité a 30 jours pour s'y préparer. Une entité peut demander une prolongation de la période de préparation et cette demande sera évaluée au cas par cas par le *responsable de la surveillance de la conformité*.)

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

1.3. Conservation des données

Chaque *exploitant d'installation de production* et chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir la version à jour de ses documents en vigueur à présenter comme pièce justificative de sa conformité pour la mesure 1.

Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver un historique de 90 jours de données (pièce justificative) pour les mesures 2 et 3.

Si une entité est jugée non conforme, l'entité doit conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elle soit jugée conforme, ou pendant deux ans en plus de l'année en cours, selon la plus longue de ces deux périodes.

Les pièces justificatives utilisées dans le cadre d'une enquête sur incident doivent être conservées par l'entité qui en fait l'objet durant une période d'un an à compter de la date de la fin de l'enquête, telle qu'elle est fixée par le *responsable de la surveillance de la conformité*.

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver le dernier rapport d'audit périodique ainsi que tous les dossiers de conformité ultérieurs qui ont été demandés et soumis.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de non-conformité pour les *exploitants d'installation de production* :

2.1. Niveau 1 : Sans objet.

2.2. Niveau 2 : Sans objet.

2.3. Niveau 3 : Sans objet.

2.4. Niveau 4 : N'a pas fourni les pièces justificatives de la coordination avec son *exploitant de réseau de transport* et le *responsable de l'équilibrage-hôte* lors de l'installation de nouveaux systèmes de protection et de toutes les modifications de système de protection comme spécifié en E3.1.

3. Niveaux de non-conformité pour les *exploitants de réseau de transport* :

3.1. Niveau 1 : Sans objet.

3.2. Niveau 2 : Sans objet.

3.3. Niveau 3 : Sans objet.

3.4. Niveau 4 : Il y a une non-conformité de niveau 4 distincte pour chacune des exigences suivantes qui n'est pas respectée :

3.4.1 N'a pas fourni les pièces justificatives de la coordination avec les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* voisins de lors de l'installation de nouveaux systèmes de protection et de toutes les modifications de systèmes de protection comme spécifié en E3.2.

3.4.2 N'a pas surveillé l'état de chaque *automatisme de réseau*, ou n'a pas avisé les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement de cet état comme spécifié en E6.

4. Niveaux de non-conformité pour les *responsables de l'équilibrage* :

4.1. Niveau 1 : Sans objet.

4.2. Niveau 2 : Sans objet.

4.3. Niveau 3 : Sans objet.

4.4. Niveau 4 : N'a pas surveillé l'état de chaque *automatisme de réseau*, ou n'a pas avisé les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement de cet état comme spécifié en E6.

E. Différences régionales

Aucune identifiée.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle
0	8 août 2005	Suppression du mot « Proposed » dans la date d'entrée en vigueur	Erratum
0	25 août 2005	Dans l'introduction, correction du numéro de la norme PRC-001-1 par PRC-001-0	Erratum
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
1.1	11 avril 2012	Erratum adopté par le comité des normes ; mettre des majuscules au terme Protection System dans la version anglaise conformément au plan de mise en œuvre pour l'approbation de la définition révisée du terme « Protection System » (<i>système de protection</i>) dans le cadre du projet 2007-17)	Erratum associé au projet 2007-17
1.1	9 septembre 2013	Dépôt d'information afin de refléter la définition révisée du terme « Protection System » (<i>système de protection</i>) conformément au plan de mise en œuvre pour ce terme révisé.	

1.1 (i)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
1.1(ii)	12 février 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 : applicabilité révisée afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du <i>BES</i>
2	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration	Exigences E2, E5 et E6 retirées.
1.1 (ii)	29 mai 2015	Lettre d'ordonnance de la FERC dans le dossier RD15-3-000 approuvant la norme PRC-001-1.1 (ii)	Modifications afin d'ajuster l'application de la norme aux propriétaires de ressources de production décentralisées.

Justifications

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 de l'exclusion d'applicabilité concernant l'exigence E3.1

La coordination de nouveaux systèmes de protection (ou de changements aux systèmes de protection existants) associés à des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES* est habituellement réalisée aux installations d'interconnexion. Cette coordination devrait être réalisée conjointement avec le *TOP*, car il est généralement nécessaire de bien coordonner ces systèmes de protection avec ceux du réseau de transport afin d'assurer le bon fonctionnement global des systèmes de protection.

Il se peut, dans certains cas, que les systèmes de protection installés sur des groupes de production individuels (éoliennes ou onduleurs de panneaux solaires) d'installations de production décentralisées aient besoin d'être coordonnés avec d'autres systèmes de protection à même l'installation de production décentralisée ; toutefois, en général, de tels nouveaux systèmes de protection (ou des changements à de tels systèmes de protection existants) n'ont pas besoin d'être coordonnés avec les

systèmes de protection du réseau de transport, puisque cette coordination ne contribuerait en rien à la fiabilité du *BES*.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-001-1.1(ii) – Coordination de la protection du réseau**

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Aucune disposition particulière quant aux entités visées.

Les installations visées par cette norme sont les installations du *réseau de transport principal (RTP)* et des installations ne faisant pas partie du *réseau de transport principal (RTP)*, telles que spécifiées aux exigences E3 (y compris les alinéas E3.1 et E3.2) et E4.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : 1^{er} janvier 2021

B. Exigences

La coordination des protections en vertu des exigences E3 (y compris les alinéas E3.1 et E3.2) et E4 vise également :

- la protection de défaillance, de réserve ou de secours, de tout élément limitrophe du *RTP* qui déclenche un élément ne faisant pas partie du *RTP* auquel il est raccordé, si une telle protection existe ;
- la protection de défaillance, de réserve ou de secours, de tout élément ne faisant pas partie du *RTP* qui déclenche un élément du *RTP*, si une telle protection existe.

À l'exigence E6, le terme « *automatisme de réseau (SPS)* » doit être remplacé par « *automatisme de réseau (RAS)* ».

C. Mesures

Aux mesures M2 et M3, le terme « *automatisme de réseau (SPS)* » doit être remplacée par « *automatisme de réseau (RAS)* ».

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-001-1.1(ii) – Coordination de la protection du réseau

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de non-conformité pour les exploitants d'installation de production

Aucune disposition particulière

3. Niveaux de non-conformité pour les exploitants de réseau de transport

À l'alinéa 3.4.2, le terme « *automatisme de réseau (SPS)* » doit être remplacé par « *automatisme de réseau (RAS)* ».

4. Niveaux de non-conformité pour les responsables de l'équilibrage

À l'alinéa 4.4, le terme « *automatisme de réseau (SPS)* » doit être remplacé par « *automatisme de réseau (RAS)* ».

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Automatismes de réseau
2. **Numéro :** PRC-012-2
3. **Objet :** Faire en sorte que les *automatismes de réseau* n'entraînent pas de risques imprévus ou inacceptables pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité (BES)*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.2 *Coordonnateur de la planification*
 - 4.1.3 Entité propriétaire d'*automatisme de réseau* : propriétaire d'*installation de transport*, propriétaire d'*installation de production* ou distributeur qui possède la totalité ou une partie d'un *automatisme de réseau*
 - 4.2. **Installations :**
 - 4.2.1 *Automatismes de réseau*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-012-2.

B. Exigences et mesures

- E1. Avant de mettre en service un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un *automatisme de réseau* existant, chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit fournir pour examen l'information spécifiée à l'annexe 1 à tout *coordonnateur de la fiabilité* dans la zone duquel est situé l'*automatisme de réseau*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : copie de la documentation spécifiée à l'annexe 1 et communications datées avec le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen dans le cadre de l'exigence E1.
- E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui reçoit l'information spécifiée à l'annexe 1 en vertu de l'exigence E1 doit, dans un délai de quatre mois civils complets suivant la réception ou selon un calendrier établi d'un commun accord, procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* conformément à l'annexe 2, et fournir une réponse écrite à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : rapports datés, listes de contrôle ou autres documents décrivant l'examen de l'*automatisme de réseau*, et communications datées avec l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, dans le cadre de l'exigence E2.
- E3. Avant de mettre en service un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un *automatisme de réseau* existant, chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* qui reçoit d'un *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen un constat de problèmes de fiabilité doit corriger chacun de ces problèmes à la satisfaction de chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés et communications avec le *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen confirmant qu'aucun problème de fiabilité n'a été constaté lors de l'examen ou que tous les problèmes de fiabilité signalés ont été corrigés conformément à l'exigence E3.

E4. Chaque *coordonnateur de la planification*, au moins une fois toutes les cinq années civiles complètes, doit :

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

4.1. évaluer chaque *automatisme de réseau* situé dans sa zone de planification afin de déterminer si les conditions suivantes sont remplies :

4.1.1. l'*automatisme de réseau* doit atténuer la ou les conditions ou *contingences de réseau* pour lesquelles il a été conçu ;

4.1.2. l'*automatisme de réseau* doit éviter toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* ou systèmes de protection et de conduite ;

4.1.3. dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité¹, le fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* ou son non-fonctionnement ne doit pas donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES* ;

4.1.4. sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité, le fonctionnement intempestif possible d'un *automatisme de réseau* par suite d'une défectuosité d'un de ses éléments doit répondre à toutes les exigences suivantes :

4.1.4.1. le *BES* doit demeurer stable ;

4.1.4.2. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;

4.1.4.3. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;

4.1.4.4. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension *postcontingences* ainsi que des limites d'écart de tension *postcontingences* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;

4.1.4.5. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;

1. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

- après avoir été avisé d'une lacune dans son *automatisme de réseau* en vertu de l'exigence E4 ; ou
 - après avoir avisé son ou ses *coordonnateurs de la fiabilité* d'une lacune en vertu de l'alinéa 5.2 de l'exigence E5 ; ou
 - après avoir découvert une lacune dans son *automatisme de réseau* selon l'exigence E8.
- M6.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : *plan d'actions correctives* daté et communications datées entre chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen et chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, dans le cadre de l'exigence E6.
- E7.** Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit, pour chacun de ses *plans d'actions correctives* élaborés conformément à l'exigence E6 :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]
- 7.1.** mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* ;
 - 7.2.** mettre à jour le *plan d'actions correctives* en cas de changement dans ses activités ou son calendrier ;
 - 7.3.** aviser chaque *coordonnateur de la fiabilité* chargé de l'examen en cas de changement dans les activités ou le calendrier du *plan d'actions correctives* et lorsque le *plan d'actions correctives* est achevé.
- M7.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés comme des *plans d'actions correctives*, des dossiers de projet ou de programme de gestion de travaux, des fiches de réglage, des ordres de travail, des dossiers d'entretien, et des communications avec le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* chargés de l'examen documentant la mise en œuvre, la mise à jour ou l'achèvement d'un *plan d'actions correctives*, dans le cadre de l'exigence E7.
- E8.** Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit participer à un essai fonctionnel de chacun de ses *automatismes de réseau* afin de vérifier la performance globale de celui-ci ainsi que le bon fonctionnement des éléments qui ne font pas partie des *systèmes de protection* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- au moins une fois toutes les six années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* non désignés comme étant à impact limité ; ou
 - au moins une fois toutes les douze années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* désignés comme étant à impact limité.
- M8.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents datés décrivant l'analyse de performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau* pour le fonctionnement correct d'un segment ou pour l'intégralité de l'*automatisme de réseau* (documentation de la mesure M5), ou documents datés attestant qu'un essai fonctionnel de chaque segment de l'*automatisme de réseau* ou un essai intégral a été effectué conformément à l'exigence E8.
- E9.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre à jour, au moins une fois tous les douze mois civils complets, une base de données sur les *automatismes de réseau* contenant au minimum l'information spécifiée à l'annexe 3.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

- M9.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : feuilles de chiffrier datées, relevés de base de données ou autres documents attestant qu'une base de données sur les *automatismes de réseau* a été mise à jour conformément à l'exigence E9.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA 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.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* (propriétaire d'*installation de transport, propriétaire d'installation de production* ou *distributeur*) doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1, E3, E5, E6, E7 et E8 ainsi qu'aux mesures M1, M3, M5, M6, M7 et M8 depuis l'audit le plus récent, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E2 et E9 ainsi qu'aux mesures M2 et M9 depuis l'audit le plus récent, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque *coordonnateur de la planification* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E4 et à la mesure M4 depuis l'audit le plus récent, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Si une entité propriétaire d'*automatisme de réseau* (propriétaire d'*installation de transport, propriétaire d'installation de production* ou *distributeur*), un *coordonnateur de la fiabilité* ou un *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que 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. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance et de mise en application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> n'a pas fourni l'information spécifiée à l'annexe 1 à chaque <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , conformément à l'exigence E1, avant de mettre en service un <i>automatisme de réseau</i> nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un <i>automatisme de réseau</i> existant.
E2	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen a procédé à l'examen et a fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen n'a pas procédé à l'examen ou n'a pas fourni une réponse écrite conformément à l'exigence E2.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité <i>propriétaire d'automatisme de réseau</i> n'a pas corrigé un problème de fiabilité à la satisfaction de chaque <i>coordonnateur de la fiabilité</i> chargé de l'examen, conformément à l'exigence E3, avant de mettre en service un <i>automatisme de réseau</i> nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié ou avant de retirer un <i>automatisme de réseau</i> existant.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais en omettant un des alinéas 4.1.1 à 4.1.5.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais en omettant au moins deux des alinéas 4.1.1 à 4.1.5.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4, mais n'a pas fourni les résultats à une ou plusieurs des entités indiquées à l'alinéa 4.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas procédé à l'évaluation conformément à l'exigence E4.</p>

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	L'entité propriétaire d'automatisme de réseau a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils complets.	L'entité propriétaire d'automatisme de réseau a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 10 jours civils complets et d'au plus 20 jours civils complets.	<p>L'entité propriétaire d'automatisme de réseau a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 20 jours civils complets et d'au plus 30 jours civils complets.</p> <p>OU</p> <p>L'entité propriétaire d'automatisme de réseau a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais en omettant un des alinéas 5.1.1 à 5.1.4.</p>	<p>L'entité propriétaire d'automatisme de réseau a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets.</p> <p>OU</p> <p>L'entité propriétaire d'automatisme de réseau a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais en omettant au moins deux des alinéas 5.1.1 à 5.1.4.</p> <p>OU</p> <p>L'entité propriétaire d'automatisme de réseau a procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5, mais n'a pas fourni les résultats à un ou plusieurs coordonnateurs de la fiabilité chargés de l'examen conformément à l'alinéa 5.2.</p> <p>OU</p> <p>L'entité propriétaire d'automatisme de réseau n'a pas procédé à l'analyse conformément à l'exigence E5.</p>

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	<p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a soumis à son ou ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils complets.</p>	<p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a soumis à son ou ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 10 jours civils complets et d'au plus 20 jours civils complets.</p>	<p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a soumis à son ou ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 20 jours civils complets et d'au plus 30 jours civils complets.</p>	<p>L'entité <i>propriétaire</i> d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a soumis à son ou ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets.</p> <p style="text-align: center;">OU</p> <p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i>, mais ne l'a pas soumis à un ou plusieurs de ses <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen conformément à l'exigence E6.</p> <p style="text-align: center;">OU</p> <p>L'entité propriétaire d'<i>automatisme de réseau</i> n'a pas élaboré de <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E6.</p>

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'alinéa 7.1 de l'exigence E7, mais ne l'a pas mis à jour conformément à l'alinéa 7.2 en cas de changement dans ses activités ou son calendrier, ou n'a pas avisé conformément à l'alinéa 7.3 chacun des <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> chargés de l'examen en cas de mise à jour ou à l'achèvement du <i>plan d'actions correctives</i> .	S. O.	S. O.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> n'a pas mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'alinéa 7.1 de l'exigence E7.
E8	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.	L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> a effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU L'entité propriétaire d' <i>automatisme de réseau</i> n'a pas effectué un essai fonctionnel d'un <i>automatisme de réseau</i> conformément à l'exigence E8.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 30 jours civils complets et d'au plus 60 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 60 jours civils complets et d'au plus 90 jours civils complets.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 90 jours civils complets. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas mis à jour la base de données sur les <i>automatismes de réseau</i> conformément à l'exigence E9.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration	
0	16 mars 2007	Désignation par la Commission comme version provisoire, sans aucune mesure prise concernant la norme	
1	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration	
1	19 novembre 2015	Acceptation par la Commission à titre informatif seulement	
2	5 mai 2016	Adoption par le Conseil d'administration	
2	20 septembre 2017	Ordonnance 837 de la FERC approuvant la norme PRC-012-2	

Annexe 1

Documentation à fournir pour l'examen d'un *automatisme de réseau*

La liste de contrôle qui suit spécifie les informations essentielles que l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit documenter et fournir aux *coordonnateurs de la fiabilité (RC)* chargés de l'examen pour chaque *automatisme de réseau (RAS)* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié². Pour tout élément de cette liste qui ne s'applique pas à l'*automatisme de réseau* à examiner, on inscrira la mention « Sans objet ». Si un *automatisme de réseau* existant est présenté pour examen et approbation d'une modification, seule la modification proposée nécessite un examen ; l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit toutefois fournir un résumé du fonctionnement préexistant. Le *RC* peut demander des compléments d'information sur n'importe quel aspect de l'*automatisme de réseau* ainsi que sur tout problème de fiabilité connexe. Le *RC* peut inviter des entités supplémentaires (sans pouvoir de décision) à participer au processus d'examen de l'*automatisme de réseau*.

I. Généralités

1. Éléments d'information (cartes, schémas unifilaires, schémas de poste électrique, schémas de principe, etc.) qui indiquent l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.
2. Fonctionnement du nouvel *automatisme de réseau* ou des modifications proposées au fonctionnement d'un *automatisme de réseau* existant, avec documentation du fonctionnement de l'*automatisme de réseau* avant et après les modifications.
3. *Plan d'actions correctives*, si des modifications d'un *automatisme de réseau* sont proposées dans le cadre d'un *plan d'actions correctives*.
4. Données à verser dans la base de données sur les *automatismes de réseau* :
 - a. nom de l'*automatisme de réseau* ;
 - b. chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées ;
 - c. date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *RC* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant ;
 - d. problème de performance du *réseau* ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.) ;
 - e. description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement) ;
 - f. actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau* ;

2. L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique à toute modification apportée à un *automatisme de réseau*, parmi les suivantes :

- changements dans les conditions ou les contingences du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

- g. désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité³ ;
- h. tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

II. Description fonctionnelle et information relative à la planification du transport

1. *Contingences* et conditions du *réseau* auxquelles l'*automatisme de réseau* est censé remédier.
2. Actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau* en réponse à des perturbations.
3. Résumé d'études techniques, le cas échéant, démontrant que les actions de l'*automatisme de réseau* proposé répondent aux objectifs de performance du *réseau* dans le cadre des événements et des conditions du *réseau* auxquels l'*automatisme de réseau* est censé remédier. Ce résumé d'études techniques doit préciser notamment les années étudiées, les conditions du *réseau* et les *contingences* analysées pour la conception de l'*automatisme de réseau*, et la date à laquelle les études techniques ont été effectuées.
4. Information sur tout projet de développement du *réseau* susceptible d'influer sur l'*automatisme de réseau*.
5. Le cas échéant, désignation « à impact limité » proposée par l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, avec justification.
6. Documentation décrivant la performance du *réseau* résultant d'un fonctionnement intempestif possible de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) causé par la défektivité d'un de ses éléments. En cas de défektivité d'un élément d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité, toutes les conditions suivantes doivent être remplies :
 - a. le *BES* doit demeurer stable ;
 - b. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;
 - c. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;
 - d. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension *postcontingences* ainsi que des limites d'écart de tension *postcontingences* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;
 - e. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*.
7. Évaluation confirmant que les réglages et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* font en sorte d'éviter toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite.
8. Indication d'autres *RC* touchés.

3. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

III. Mise en œuvre

1. Documentation décrivant tout équipement pertinent utilisé pour la détection, l'alimentation c.c., les communications, le télédéclenchement, la logique de traitement, les actions de commande et la surveillance.
2. Information sur les réglages ou paramètres et la logique de détection qui commandent le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*.
3. Documentation confirmant que tout dispositif multifonction affecté à des fonctions de l'*automatisme de réseau* en plus d'autres fonctions (relais de protection, SCADA, etc.) ne compromet pas la fiabilité de l'*automatisme de réseau* lorsque ce dispositif n'est pas en service ou est en cours d'entretien.
4. Documentation décrivant la performance du *réseau* en cas de défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) au moment où l'*automatisme de réseau* est censé fonctionner. La défaillance d'un des éléments d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité ne doit pas empêcher le BES de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou dans toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu. La documentation doit décrire ou illustrer comment la conception de l'*automatisme de réseau* atteint cet objectif.
5. Documentation décrivant le processus d'essai fonctionnel.

IV. Retrait d'un *automatisme de réseau*

La liste suivante indique les informations sur l'*automatisme de réseau* que l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit documenter et fournir à chaque RC chargé de l'examen.

1. Information nécessaire pour permettre au RC de comprendre l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.
2. Résumé des études techniques pertinentes et des justifications techniques qui motivent le retrait de l'*automatisme de réseau*.
3. Date de retrait de l'*automatisme de réseau*.

Annexe 2

Liste de contrôle d'examen de l'*automatisme de réseau* par le *coordonnateur de la fiabilité*

La liste de contrôle suivante indique les critères de fiabilité qui doivent guider le *coordonnateur de la fiabilité (RC)* dans son examen et sa vérification de tout *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié⁴. Le *RC* n'est pas limité dans son examen aux éléments de cette liste de contrôle ; il peut demander des compléments d'information sur n'importe quel aspect de l'*automatisme de réseau* ainsi que sur tout problème de fiabilité relatif à l'*automatisme de réseau*. Pour tout élément de cette liste qui ne s'applique pas à l'*automatisme de réseau* examiné, on inscrira la mention « Sans objet ». Si l'examen soulève des questionnements quant à la fiabilité, celles-ci ainsi que les solutions proposées doivent être documentées avec le reste des éléments applicables de l'annexe 2.

I. Conception

1. Les actions de l'*automatisme de réseau* répondent aux objectifs de performance pour l'étendue des événements et des conditions auxquels l'*automatisme de réseau* est censé remédier.
2. La temporisation des actions de l'*automatisme de réseau* est appropriée aux objectifs de performance du *BES* établis pour l'*automatisme de réseau*.
3. Les conditions d'armement de l'*automatisme de réseau*, le cas échéant, sont appropriées pour ses objectifs de performance du *réseau*.
4. L'*automatisme de réseau* évite toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* ou systèmes de protection et de conduite.
5. Les effets d'un fonctionnement incorrect de l'*automatisme de réseau* (y compris son fonctionnement intempestif ou son non-fonctionnement) ont été déterminés.
6. La désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant ou non à impact limité⁵. Un *automatisme de réseau* à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.
7. Sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité (selon l'évaluation du *RC*), le fonctionnement intempestif possible de l'*automatisme de réseau* par suite d'une défectuosité d'un de ses éléments doit répondre à toutes les exigences suivantes :
 - a. le *BES* doit demeurer stable ;

-
4. L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique à toute modification apportée à un *automatisme de réseau*, parmi les suivantes :
 - changements dans les conditions ou les contingences du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
 - changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
 - changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
 - changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
 - changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).
 5. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

- b. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;
 - c. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;
 - d. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension *postcontingences* ainsi que des limites d'écart de tension *postcontingences* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;
 - e. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*.
8. Les effets de modifications futures du *BES* sur la conception et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* ont été déterminés, le cas échéant.

II. Mise en œuvre

- 1. La mise en œuvre de la logique de l'*automatisme de réseau* établit une corrélation adéquate entre les actions (signaux de sortie) et les événements et conditions (signaux d'entrée).
- 2. Sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité (selon l'évaluation du *RC*), la défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* n'empêche pas le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance que celles prescrites pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu.
- 3. La conception de l'*automatisme de réseau* facilite les opérations d'essai et d'entretien périodiques.
- 4. Le mécanisme ou la procédure d'armement de l'*automatisme de réseau* est décrit clairement, et permet un armement et un fonctionnement fiables de l'*automatisme de réseau* pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu.

III. Retrait d'un *automatisme de réseau*

L'examen du retrait proposé d'un *automatisme de réseau* doit confirmer que l'*automatisme de réseau* n'est plus nécessaire.

Annexe 3

Information de la base de données

1. Nom de l'*automatisme de réseau*.
2. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées.
3. Date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *coordonnateur de la fiabilité* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant.
4. Problème de performance du *réseau* ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.).
5. Description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement).
6. Actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau*.
7. Désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité⁶.
8. Tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

6. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des déclenchements en cascade, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*.

Justification technique

4.1.1 Coordonnateur de la fiabilité

Le *coordonnateur de la fiabilité (RC)* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* : parmi toutes les entités fonctionnelles, c'est le *RC* qui a la vue d'ensemble la plus étendue en matière de fiabilité ; en outre, il est au courant des enjeux de fiabilité qui touchent les *zones de fiabilité* voisines. Sa vue d'ensemble sur la *zone étendue* facilite l'évaluation des interactions entre différents *automatismes de réseau*, ainsi que des interactions entre les *automatismes de réseau* et d'autres systèmes de protection et de conduite. Par ailleurs, la désignation du *RC* pour ce rôle amenuise la possibilité d'un conflit d'intérêts découlant de relations d'affaires entre l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou d'autres entités concernées par la planification ou la mise en service d'un *automatisme de réseau*. Le *RC* est en outre moins susceptible d'être partie prenante à un *automatisme de réseau*, et peut donc maintenir son impartialité.

4.1.2 Coordonnateur de la planification

Le *coordonnateur de la planification (PC)* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'évaluation de l'*automatisme de réseau* : celle-ci consiste à vérifier le maintien de l'efficacité et de la coordination de l'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à connaître les impacts sur le réseau d'un fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* ou de la défaillance d'un de ses éléments. Les points à évaluer sont notamment les suivants : 1) l'atténuation par l'*automatisme de réseau* de la ou des conditions ou incidents de *réseau* pour lesquels il a été conçu ; 2) l'évitement des interactions nuisibles entre l'*automatisme de réseau* et d'autres *automatismes de réseau* ou systèmes de protection et de conduite ; 3) les effets d'un fonctionnement intempestif ; et 4) les effets d'une défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau*. L'évaluation de ces points nécessite la modélisation et l'étude du réseau de transport interconnecté, à la manière des analyses de planification effectuées par les *PC*.

4.1.3 Entité propriétaire d'automatisme de réseau

L'expression « entité propriétaire d'*automatisme de réseau* » désigne tout *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui possède la totalité ou une partie d'un *automatisme de réseau*. Si tous les éléments d'un *automatisme de réseau* ont un seul et même propriétaire, celui-ci assume l'entière responsabilité de toutes les activités imposées par la norme à l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*. Si les éléments d'un *automatisme de réseau* ont différents propriétaires, chacun de ceux-ci est considéré comme une entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et est tenu de participer à diverses activités prescrites par les exigences de la norme.

La norme n'impose pas de méthodes de conformité particulières. Les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* ont l'option de collaborer entre elles afin de se conformer aux différentes exigences pertinentes. De tels efforts de collaboration et de coordination peuvent rendre plus efficace l'atteinte des objectifs de fiabilité des exigences ; cependant, chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit pouvoir attester sa participation à l'effort de conformité. Par exemple, les différentes entités propriétaires d'un *automatisme de réseau* pourraient collaborer afin de préparer et de soumettre ensemble l'information spécifiée à l'annexe 1 au *RC* chargé de l'examen de l'*automatisme de réseau*, conformément à l'exigence E1.

Impact limité

Les *automatismes de réseau* sont des assemblages uniques et personnalisés d'équipements de protection et de conduite dont la complexité et l'impact sur la fiabilité du *BES* sont variables. Ces

différences dans la conception, le mode d'action et le risque pour le *BES* de l'*automatisme de réseau* sont inventoriées et évaluées dans le cadre des exigences E1 à E4 de la norme PRC-012-2.

Le *RC* chargé de l'examen a le pouvoir de désigner un *automatisme de réseau* comme étant à impact limité si celui-ci ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *BES*. Il revient au *RC* chargé de l'examen de décider si un *automatisme de réseau* mérite la désignation « à impact limité », à partir d'études et d'autres informations fournies conformément à l'annexe 1 par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

La norme reconnaît la catégorie LAPS (automatisme de protection de zone locale) du WECC (Western Electricity Coordinating Council) et la catégorie Type III du NPCC (Northeast Power Coordinating Council) comme étant initialement appropriées pour la désignation « à impact limité ». L'information ci-après, qui décrit les catégories d'*automatismes de réseau* susmentionnées du WECC et du NPCC, est tirée de leurs documentations régionales respectives⁷. L'équipe de rédaction souligne que l'information présentée reflète l'état des processus régionaux du WECC et du NPCC au moment de l'élaboration de la norme PRC-012-2, et qu'elle peut avoir changé avant la date d'entrée en vigueur de cette norme.

WECC : catégorie LAPS (automatismes de protection de zone locale)

Automatisme de réseau dont le non-fonctionnement n'entraînerait AUCUN des effets suivants :

- une non-conformité à la pratique régionale TPL-001-WECC-RBP, *System Performance Regional Business Practice* ;
- une perte de charge maximale d'au moins 300 MW ;
- une perte de production maximale d'au moins 1 000 MW.

NPCC : catégorie Type III

Automatisme de réseau dont le fonctionnement incorrect ou le non-fonctionnement n'entraînerait aucun **impact négatif important** à l'extérieur de la **zone locale**.

Les termes suivants sont également définis par le NPCC pour évaluer les impacts de l'*automatisme de réseau* aux fins de son classement :

Impact négatif important – En ce qui concerne la capacité de fonctionnement maximale des réseaux touchés, seront considérés comme ayant un impact négatif important une ou plusieurs des conditions ci-dessous découlant de défauts ou de perturbations :

- a. instabilité du réseau ;
- b. réponse dynamique inadmissible du réseau ou déclenchements d'équipements ;
- c. niveaux de tension contrevenant aux limites d'urgence applicables ;
- d. charges sur les installations de transport contrevenant aux limites d'urgence applicables ;
- e. perte de charge inadmissible.

Zone locale – Partie de réseau confinée électriquement ou de configuration radiale. L'étendue géographique de la zone et le nombre d'éléments de réseau qu'elle renferme varient selon les

7. WECC, *Procedure to Submit a RAS for Assessment – Information Required to Assess the Reliability of a RAS Guideline*, révision du 28 octobre 2013 | NPCC *Regional Reliability Reference Directory #7, Special Protection Systems*, version 2, 31 mars 2015.

caractéristiques du réseau. Une zone locale peut avoir une étendue relativement grande et comporter un nombre peu élevé de jeux de barres dans le cas d'un réseau à faible densité, ou une étendue assez restreinte et comporter un nombre relativement élevé de jeux de barres dans le cas d'un réseau à forte densité.

Si un *automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

Pour pouvoir demander au RC chargé de l'examen de désigner un *automatisme de réseau* existant (mis en œuvre avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2) comme étant à impact limité, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit préparer et soumettre l'information prescrite à l'annexe 1, notamment la justification technique (les évaluations) que le *réseau* répond aux exigences de performance (alinéas 4.1.4 et 4.1.5 de l'exigence E4) en cas de défectuosité ou de défaillance, respectivement, d'un élément de l'*automatisme de réseau*.

Rien n'empêche une entité propriétaire d'*automatisme de réseau* de travailler avec le RC chargé de l'examen pendant la période de mise en œuvre de la norme PRC-012-2, en attendant son entrée en vigueur. Cependant, même si le RC chargé de l'examen conclut que l'*automatisme de réseau* peut être désigné comme étant à impact limité, cette désignation n'est pas pertinente tant que la norme n'entre pas en vigueur. D'ici là, les processus régionaux existants continuent de s'appliquer, ainsi que les désignations existantes des *automatismes de réseau*, ou l'absence de celles-ci.

Exemple d'*automatisme* qui pourrait être considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité : un système de délestage de charge ou de rejet de production servant à atténuer la surcharge d'une ligne de transport du BES. Le fonctionnement intempestif d'un tel système entraînerait la perte d'une certaine quantité de production ou de charge. L'évaluation par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* devra démontrer que la perte de cette quantité de production ou de charge, sans que se produise réellement la contingence liée au fonctionnement de l'*automatisme de réseau*, est acceptable et n'est pas préjudiciable à la fiabilité du BES, par exemple quant à la stabilité en fréquence et en tension. Par ailleurs, le non-fonctionnement de cet *automatisme* dans les conditions prévues pourrait entraîner la surcharge d'une ligne de transport au-delà de sa capacité acceptable. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* devra démontrer que cette surcharge, bien que supérieure aux *caractéristiques assignées d'installation* de la ligne, n'est pas préjudiciable au BES à l'extérieur de la zone restreinte (prédéterminée par des études) touchée par la contingence.

Autres exemples d'*automatismes de réseau* à impact limité :

- Un *automatisme* qui sert à protéger des équipements du BES contre les dommages causés par une surtension, en commandant un rejet de production ou le déclenchement d'un équipement.
- Un *automatisme* de délestage en sous-tension à commande centralisée qui sert à protéger une zone restreinte (prédéterminée par des études) du BES contre l'effondrement de la tension.
- Un *automatisme* qui déclenche un groupe de production à la suite de certaines *contingences* dans le BES afin d'empêcher la désynchronisation de ce groupe par rapport au *réseau* ; étant entendu que si l'*automatisme de réseau* n'intervient pas et que le groupe décroche, les oscillations d'impédance apparente produites n'entraîneront pas le déclenchement d'*éléments* du *réseau* de transport à part le groupe de production et les installations qui y sont raccordées directement.

Exigence E1

Chaque *automatisme de réseau* est unique et ses actions peuvent avoir des effets importants sur la fiabilité et l'intégrité du *système de production-transport d'électricité (BES)*. C'est pourquoi, avant de mettre en service un nouvel *automatisme de réseau* ou un *automatisme de réseau* existant dont le fonctionnement a été modifié, ou encore de retirer du service un *automatisme de réseau*, il est indispensable de procéder à un examen approprié.

L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique aux cas suivants :

- changements dans les conditions ou les *contingences* du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

Pour illustrer les limites du remplacement à l'identique d'un élément d'un *automatisme de réseau*, prenons le cas du remplacement d'un relais (ou autre composant) par un autre relais (ou autre composant) ayant des fonctions semblables. Par exemple, si un *automatisme de réseau* comporte un relais CO-11 qui est remplacé par un relais IAC-53, il s'agit d'un remplacement à l'identique. Si le relais CO-11 est remplacé par un relais SEL-451 à microprocesseur ayant strictement les mêmes fonctions que le relais CO-11 d'origine, il s'agit aussi d'un remplacement à l'identique. Par contre, si le relais SEL-451 vise à ajouter une nouvelle logique par rapport à celle du relais CO-11, il s'agit dans ce cas d'une modification du fonctionnement.

Les changements aux seuils de sensibilité d'un *automatisme* qui ne requièrent aucun autre changement ne sont pas considérés comme une modification du fonctionnement. Par exemple, les conditions du *réseau* nécessitent qu'un *automatisme de réseau* soit armé lorsque le transit combiné sur deux lignes dépasse 500 MW ; si une évaluation périodique selon l'exigence E4 (ou toute autre évaluation) indique que le seuil d'armement devrait être réduit à 450 MW sans aucun autre changement dans l'*automatisme de réseau*, il ne s'agit pas d'une modification du fonctionnement. De même, si un *automatisme de réseau* commande un délestage afin de réduire la charge sur une ligne au-dessous de 1 000 A, le fait de changer le seuil de délestage de 1 000 A à 1 100 A ne constitue pas une modification du fonctionnement.

Un autre exemple présente un cas où un changement dans le *réseau* nécessiterait de modifier le fonctionnement d'un *automatisme de réseau*. Considérons un centre de production raccordé à un centre de consommation par deux lignes de transport. Ces lignes n'ont pas chacune une capacité suffisante pour faire transiter la production totale de la centrale si une des lignes est hors service. L'*automatisme de réseau* surveille donc l'état des deux lignes et interrompt la production ou la ramène à un niveau sécuritaire en cas de perte de l'une ou l'autre des lignes. Plus tard, une dérivation est raccordée à une des lignes pour alimenter une charge supplémentaire. Le *réseau* sur lequel agit l'*automatisme de réseau* comprend désormais trois lignes, et la perte d'une quelconque d'entre elles peut nécessiter une réduction de production. Il faut modifier l'*automatisme de réseau* pour surveiller les trois lignes (ajout de deux entrées d'état de ligne à l'*automatisme de réseau*) et mettre à jour la logique

qui sert à détecter l'indisponibilité de l'une ou l'autre des lignes ; par ailleurs, la réduction de production (signal de sortie de l'*automatisme de réseau*) peut ou non être modifiée, selon la ligne qui est hors service. Ces changements à l'*automatisme de réseau* constituent une modification de fonctionnement.

Toute modification du fonctionnement d'un *automatisme de réseau* doit être examinée et approuvée selon le processus décrit aux exigences E1, E2 et E3. Le besoin de telles modifications peut être déterminé de différentes façons, notamment, sans restriction aucune, les évaluations de planification prescrites à l'exigence E4, un fonctionnement incorrect constaté selon l'exigence E5, un échec aux essais prescrits à l'exigence E8, ou encore des évaluations de planification liées à des ajouts ou à des modifications futures d'autres installations.

L'alinéa 4 a) de la section Mise en œuvre ci-après concernant l'annexe 1, à la présente section Compléments, donne des exemples d'éléments d'un *automatisme de réseau* dont on peut envisager la défaillance. Le RC est libre de déterminer quels éléments doivent être considérés comme des éléments de l'*automatisme de réseau* pendant son examen.

Afin de faciliter un examen qui renforce la fiabilité, la ou les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* doivent fournir au RC chargé de l'examen suffisamment de détails sur la conception, la fonction et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. Ces informations et la documentation à l'appui sont précisées à l'annexe 1 de la norme ; l'exigence E1 oblige la ou les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* à les fournir au RC chargé de l'examen. Le RC qui coordonne la zone dans laquelle est situé l'*automatisme de réseau* est chargé de l'examen. Si l'*automatisme de réseau* recoupe plusieurs zones de fiabilité, chaque RC concerné est chargé soit d'effectuer son propre examen, soit de participer à un examen coordonné.

L'exigence E1 ne spécifie pas combien de temps avant la mise en service la ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* doivent fournir au RC chargé de l'examen l'information prescrite à l'annexe 1. Cette information devra être transmise suffisamment tôt, compte tenu du délai accordé au RC selon l'exigence E2 pour procéder à l'examen, ainsi que du temps nécessaire pour corriger tout problème de fiabilité qui pourrait être décelé, avant l'approbation finale du RC chargé de l'examen. La transmission diligente de cette information est dans l'intérêt de chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* afin que la mise en service puisse être faite dans les meilleurs délais.

Exigence E2

L'exigence E2 demande au RC de procéder à l'examen de tout nouvel *automatisme de réseau* proposé et de tout *automatisme de réseau* existant dont une modification du fonctionnement ou le retrait est proposé dans sa zone de fiabilité.

Les *automatismes de réseau* sont des assemblages uniques et personnalisés d'équipements de protection et de conduite. Ils présentent donc le potentiel d'entraîner des risques pour la fiabilité du BES à moins d'être planifiés, conçus et installés avec soin. Un *automatisme de réseau* peut avoir pour but de corriger un problème de fiabilité ou de produire un avantage économique ou opérationnel, mais il peut entraîner par ailleurs des risques pour la fiabilité, dont la ou les entités qui en sont propriétaires peuvent ne pas avoir conscience. Un examen indépendant par une équipe multidisciplinaire de spécialistes en planification, en exploitation, en protection, en télécommunications et en équipement est un moyen efficace de déceler les risques et de recommander des correctifs à l'*automatisme de réseau* si nécessaire.

Le RC est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* : parmi toutes les entités fonctionnelles, c'est le RC qui a la vue d'ensemble la plus étendue en matière de fiabilité ; en outre, il est au courant des enjeux de fiabilité qui touchent les zones de fiabilité voisines. Sa

vue d'ensemble sur la *zone étendue* facilite l'évaluation des interactions entre différents *automatismes de réseau* ainsi que des interactions entre les *automatismes de réseau* et d'autres systèmes de protection et de conduite.

Par ailleurs, la désignation du RC pour ce rôle amenuise la possibilité d'un conflit d'intérêts découlant de relations d'affaires entre l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, le PC, le *planificateur de réseau de transport (TP)* ou d'autres entités concernées par la planification ou la mise en service de l'*automatisme de réseau*. Le RC peut demander à d'autres entités comme le ou les PC ou les groupes techniques régionaux (par exemple les *entités régionales*) de l'aider pour l'examen de l'*automatisme de réseau* ; cependant, le RC demeure responsable de la conformité avec l'exigence. Il est entendu que le RC ne détient pas plus d'informations ou de compétences que ne l'indique son inscription à titre d'entité fonctionnelle selon les critères de la NERC. Le modèle fonctionnel de la NERC est un guide concernant l'élaboration des normes et leur applicabilité, et ne comporte pas d'exigences de conformité. Si une norme de fiabilité invoque des fonctions qui ne sont pas décrites dans le modèle, les exigences de la norme ont préséance sur le modèle fonctionnel. Pour de plus amples détails, consulter la section Introduction du modèle de fiabilité de la NERC, version 5, novembre 2009. L'annexe 2 de la présente norme propose une liste de contrôle pour aider le RC à déterminer les paramètres de conception et de mise en œuvre d'un *automatisme de réseau*, et pour faciliter une démarche d'examen uniforme des différents *automatismes de réseau* soumis pour examen. Le délai de quatre mois civils concorde avec la pratique courante dans l'industrie ; cependant, l'exigence prévoit une certaine latitude puisqu'elle permet aux parties de négocier un calendrier différent pour l'examen. Il est à noter qu'un RC peut devoir inclure cette tâche dans son ou ses plans de fiabilité pour la ou les régions de la NERC où il est situé.

Exigence E3

L'exigence E3 stipule que chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit corriger tous les problèmes de fiabilité liés à son *automatisme de réseau* signalés par le ou les RC chargés de l'examen. Les problèmes de fiabilité possibles concernent notamment la sûreté de fonctionnement, la sécurité ou la coordination. On considère que l'*automatisme de réseau* est approuvé lorsque les résultats d'examen transmis par le RC à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* indiquent soit que l'examen n'a décelé aucun problème de fiabilité, soit que tous les problèmes de fiabilité décelés ont été corrigés à la satisfaction du RC.

La sûreté de fonctionnement est l'une des composantes de la notion de fiabilité ; elle exprime le degré de certitude qu'un appareil interviendra dans les circonstances prévues. Si un *automatisme de réseau* est mis en place pour assurer la conformité aux exigences de performance des normes de fiabilité de la NERC, tout non-fonctionnement de cet *automatisme de réseau* lorsque la ou les *contingences* ou conditions de *réseau* spécifiées se produisent entraînerait un risque de non-conformité aux normes de fiabilité. Afin d'atténuer ce risque, on conçoit l'*automatisme de réseau* de façon qu'il puisse remplir sa fonction même en cas de défaillance d'un de ses éléments ; à cette fin, on opte souvent pour la redondance. D'autres stratégies visant à assurer la sûreté de fonctionnement comprennent le surdimensionnement de la coupure de charge ou de production, ou l'installation d'automatismes de relève.

La sécurité est une autre composante de la notion de fiabilité ; elle indique la confiance que l'appareil n'interviendra pas de façon intempestive. Le fonctionnement intempestif d'un *automatisme de réseau* déclenche une action programmée sans que les conditions d'armement soient remplies, ou en dehors de la ou des *contingences* ou conditions de *réseau* spécifiées. Typiquement, un *automatisme de réseau* commande un délestage de charge, un rejet de production ou une reconfiguration du *réseau* ; de telles actions, si elles surviennent de façon injustifiée, sont néfastes et peuvent compromettre la sécurité du

réseau. Le pire scénario de fonctionnement intempestif est celui où toutes les actions programmées de l'*automatisme de réseau* sont déclenchées. Si la performance du *réseau* est encore conforme à l'alinéa 4.3 de l'exigence E4 de la norme PRC-012-2, aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est requise. Des moyens de renforcement de la sécurité intrinsèque d'un *automatisme de réseau* comme des logiques de décision sont des mesures d'atténuation acceptables contre les fonctionnements intempestifs.

Tout problème de fiabilité décelé pendant l'examen doit être corrigé avant la mise en service de l'*automatisme de réseau*, afin d'éviter que le *réseau* ne soit exposé à un risque indu. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* ou le ou les RC chargés de l'examen peuvent envisager différents moyens pour corriger le problème. Quoi qu'il en soit, le critère primordial est celui de la fiabilité, et la décision finale revient au RC.

Il n'est pas nécessaire de spécifier un délai particulier pour la réponse de l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* à l'examen par le RC, puisqu'une réponse diligente est dans l'intérêt de chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, en principe désireuse de procéder à la mise en service dans les meilleurs délais

Il n'est pas non plus nécessaire de spécifier un délai particulier pour la réponse du RC à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* à la suite de l'examen, car le RC est au courant 1) de tout problème de fiabilité qui perdure tant que l'*automatisme de réseau* n'aura pas été mis en service, et 2) du calendrier prévu par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* pour mettre celui-ci en service afin de résoudre ces problèmes de fiabilité. Comme le RC est l'arbitre ultime de la fiabilité du BES, la résolution des problèmes de fiabilité est une priorité pour le RC et incite celui-ci à répondre sans délai à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Exigence E4

L'exigence E4 stipule que chaque *automatisme de réseau* doit être évalué au moins une fois toutes les cinq années civiles. Cette évaluation périodique vise à confirmer le maintien de l'efficacité et de la coordination de l'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à vérifier que les exigences de performance du BES en cas de fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* ou de défaillance d'un de ses éléments sont toujours remplies. Une évaluation périodique est exigée parce que des changements dans la topologie ou les conditions d'exploitation du *réseau* peuvent remettre en question l'efficacité de l'*automatisme de réseau* ou la manière dont celui-ci interagit avec le BES et influe sur son fonctionnement.

Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES. C'est pourquoi les *automatismes de réseau* à impact limité sont dispensés des essais de défektivité et de défaillance d'un de leurs éléments (alinéas 4.1.4 et 4.1.5, respectivement). Pour ce type d'*automatisme de réseau*, de tels essais obligerait à complexifier la conception, sans guère de bienfait pour la fiabilité du BES.

Un *automatisme de réseau* mis en service après la date d'entrée en vigueur de la présente norme ne peut être considéré comme étant à impact limité que sur décision du RC chargé de l'examen. Si un *automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins

de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

L'exigence E4 précise aussi que les essais de défaillance d'un élément et les essais de fonctionnement intempestif ne s'appliquent pas aux *automatismes de réseau* à impact limité. Pour ce type d'*automatisme de réseau*, de tels essais obligerait à complexifier la conception, sans guère de bienfait pour la fiabilité du *BES*.

Pour les *automatismes de réseau* existants, le délai de cinq années civiles de l'exigence E4 s'applique initialement à compter de la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2. Dans le cas d'un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement est modifié, le délai de cinq années civiles s'applique initialement à compter de la date d'approbation de l'*automatisme de réseau* par le *RC* chargé de l'examen. Le délai de cinq années civiles a été choisi comme intervalle maximal entre les évaluations à partir des valeurs adoptées pour des exigences semblables dans les normes de fiabilité PRC-006, PRC-010 et PRC-014. On peut procéder plus tôt à l'évaluation de l'*automatisme de réseau* si l'on considère que des changements importants à la topologie de *réseau* ou à ses conditions d'exploitation peuvent remettre en question l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau*. Des changements dans le *réseau* peuvent aussi amener à reconsidérer les effets d'un *automatisme de réseau* à impact limité sur la fiabilité du *BES* ; l'alinéa 4.1.3 de l'exigence E4 demande explicitement de réévaluer périodiquement si la désignation « à impact limité » d'un *automatisme de réseau* est toujours justifiée. L'évaluation périodique d'un *automatisme de réseau* produit habituellement un des trois résultats suivants : 1) la confirmation que l'*automatisme de réseau* existant est adéquat ; 2) la description des correctifs à apporter à l'*automatisme de réseau* ; ou 3) la justification du retrait de l'*automatisme de réseau*.

Les conditions visées par l'évaluation (alinéas 4.1.1 à 4.1.5 de l'exigence E4) nécessitent des analyses de planification qui peuvent amener à modéliser le réseau de transport interconnecté afin d'évaluer la performance du *BES*. Le *PC* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour réaliser ces analyses puisqu'il a une bonne vue d'ensemble de la planification dans une zone étendue. Dans l'intérêt de la fiabilité, le *PC* est tenu de transmettre les résultats de son évaluation à chaque *TP* et *PC* concerné, ainsi qu'à chaque *RC* chargé de l'examen et entité propriétaire d'*automatisme de réseau*. Si l'*automatisme de réseau* recoupe les territoires de plusieurs *PC*, chaque *PC* concerné est tenu soit d'effectuer sa propre évaluation, soit de participer à une évaluation coordonnée.

L'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4 vise à vérifier qu'un fonctionnement intempestif éventuel de l'*automatisme de réseau* (sauf s'il est à impact limité) causé par une défectuosité d'un de ses éléments respecte les mêmes exigences de performance du *réseau* que pour les *contingences* ou conditions du *réseau* pour lesquelles il est conçu. Si l'*automatisme de réseau* est conçu pour répondre à un des événements de planification (P0 à P7) de la norme TPL-001-4, le fonctionnement intempestif éventuel de l'*automatisme de réseau* doit respecter les exigences de performance spécifiées dans cette norme pour l'événement de planification en question. L'exigence précise que le seul cas de fonctionnement intempestif visé est celui causé par la défectuosité d'un seul des éléments de l'*automatisme de réseau*. On pourra intégrer à l'*automatisme de réseau* des fonctions de sécurité qui empêchent que la défectuosité d'un élément entraîne un fonctionnement intempestif ; sinon, le fonctionnement intempestif de l'*automatisme de réseau* doit satisfaire à l'alinéa 4.1.4.

L'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4 vise aussi à vérifier qu'un fonctionnement intempestif éventuel d'un *automatisme de réseau* (sauf s'il est à impact limité) installé en prévision d'un événement extrême spécifié dans la norme TPL-001-4 ou de certaines autres *contingences* ou conditions du *réseau* non définies dans la norme TPL-001-4 (donc sans exigences de performance) respecte les exigences minimales de performance du *réseau* de la catégorie P7 du tableau 1 de la norme TPL-001-4, où elles

sont appelées « critères de comportement ». Toutefois, au lieu de renvoyer à la norme TPL, l'exigence énonce directement les exigences de performance du *réseau* qu'un fonctionnement intempestif éventuel doit respecter. Les exigences de performance énoncées (alinéas 4.1.4.1 à 4.1.4.5 de l'exigence E4) sont celles qui sont communes à tous les événements de planification (P0 à P7) traités dans la norme TPL-001-4.

En ce qui a trait à l'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4, soulignons que les seules différences d'exigences de performance entre les événements (P0 à P7) de la norme TPL (exigences non communes à tous ces événements) concernent la *perte de charge non subordonnée à une protection* et l'interruption de *service de transport ferme*. Il n'est pas nécessaire de spécifier à l'alinéa 4.1.4 les exigences de performance relatives à ces cas puisqu'un *automatisme de réseau* est autorisé à délester une charge non subordonnée à une protection ou à interrompre un *service de transport ferme* uniquement si cette action est permise pour la *contingence* visée par l'*automatisme de réseau*. Par conséquent, le fonctionnement intempestif doit nécessairement respecter les exigences de performance applicables à une *perte de charge non subordonnée à une protection* ou à l'interruption du *service de transport ferme* pour la ou les *contingences* visées par l'*automatisme de réseau*.

L'alinéa 4.1.5 de l'exigence E4 a pour objet de vérifier qu'une défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau* (sauf dans le cas d'un *automatisme de réseau* à impact limité), dans une situation où il est prévu que l'*automatisme de réseau* fonctionne, n'empêche pas le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions en vue desquels l'*automatisme de réseau* est conçu. Cette vérification est nécessaire pour confirmer que des changements dans les conditions du *réseau* n'ont pas eu pour conséquence que l'exigence relative à la défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau* n'est plus respectée.

Voici un exemple de défaillance d'un élément qui entraîne le non-respect des exigences de performance du *réseau* pour l'événement P1 visé par un *automatisme de réseau*. Considérons le cas où un défaut triphasé (événement P1) entraînerait l'instabilité d'une centrale électrique (non-respect des exigences de performance ou critères de comportement du *réseau* de la norme TPL-001-4). En vue d'une telle éventualité, un *automatisme de réseau* est mis en place afin de débrancher un seul des groupes de production et de préserver ainsi la stabilité des autres groupes de la centrale. Si la défaillance d'un élément (par exemple un relais) de cet *automatisme de réseau* a pour effet que celui-ci ne fonctionne pas lors de l'événement P1, la centrale électrique deviendrait alors instable (ce qui contreviendrait aux exigences de performance ou critères de comportement du *réseau* de la norme TPL-001-4 pour un événement P1).

L'alinéa 4.1.5 de l'exigence E4 ne spécifie pas que tous les *automatismes de réseau* doivent avoir des éléments redondants. Par exemple :

- Prenons le cas d'un *automatisme de réseau* qui sert à atténuer un événement extrême selon la norme TPL-001-4. Il n'existe pas d'exigences de performance du *réseau* pour les événements extrêmes ; par conséquent, l'*automatisme de réseau* n'a pas besoin de redondance pour respecter les mêmes exigences de performance que celles prescrites pour les événements et les conditions en vue desquels il a été conçu.
- Prenons le cas d'un *automatisme de réseau* qui arme une plus grande quantité de charge ou de production que nécessaire, de sorte que même si l'*automatisme de réseau* se trouve incapable de couper une partie de la charge ou de la production prévue en raison de la défaillance d'un de ses éléments, la performance du *réseau* restera satisfaisante ; par ailleurs, la coupure de la

quantité totale de charge ou de production ne doit pas entraîner d'autres effets nuisibles pour la fiabilité.

L'évaluation périodique ne comprend pas un nouvel examen de la mise en œuvre physique de l'*automatisme de réseau*, puisque ce point a déjà été confirmé par le RC lors de l'examen initial et validé par des essais fonctionnels subséquents. Cependant, il est possible qu'un *automatisme de réseau* qui respectait antérieurement les exigences relatives au fonctionnement intempestif et à la défaillance d'un élément par des moyens autres que la redondance ne respecte plus ces exigences par la suite, et qu'il faille alors procéder à une réévaluation en fonction du *réseau* courant. Par exemple, si les actions d'un *automatisme de réseau* comprennent un délestage de charge, la croissance de la charge sur une certaine période pourrait modifier la quantité de charge délestée ; ainsi, en cas de fonctionnement intempestif, la charge délestée pourrait s'avérer excessive, ce qui entraînerait des violations de *caractéristiques assignées d'installation*. Ou encore, l'*automatisme de réseau* pourrait être conçu pour délester plus de charge que nécessaire (« surdimensionnement ») afin de respecter les exigences de défaillance d'un élément. En effet, des changements dans le *réseau* pourraient faire en sorte que le volume de délestage soit insuffisant, ce qui entraînerait une performance du BES inacceptable si une partie de la charge prévue n'était pas délestée.

Exigence E5

Le fonctionnement correct d'un *automatisme de réseau* est important pour le maintien de la fiabilité et de l'intégrité du BES. Tout fonctionnement incorrect indique que l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau* peut avoir été compromise. Par conséquent, chaque fonctionnement d'un *automatisme de réseau* et chaque non-fonctionnement dans une situation où il aurait dû fonctionner doivent être analysés afin de déterminer si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec le fonctionnement et la conception voulus.

L'analyse de la performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* vise : 1) à vérifier si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec sa conception à la mise en service ; ou 2) à découvrir les lacunes de l'*automatisme de réseau* qui se sont manifestées dans son fonctionnement incorrect ou encore son non-fonctionnement dans une situation prévue.

Le délai de 120 jours civils complets pour l'analyse de performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* correspond au délai prescrit à l'exigence E1 de la norme PRC-004-4 pour l'enquête sur le *fonctionnement incorrect d'un système de protection* ; cependant, les parties sont libres de s'entendre sur un calendrier différent. Dans l'intérêt de la fiabilité, toute entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit transmettre les résultats d'analyse de performance opérationnelle à son ou ses RC chargés de l'examen si l'analyse révèle une lacune.

La ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* peuvent avoir besoin de collaborer avec le TP concerné pour réaliser une analyse approfondie de la performance opérationnelle de l'*automatisme de réseau*. En effet, l'analyse de performance opérationnelle nécessite de vérifier que l'*automatisme de réseau* a été déclenché adéquatement (alinéa 5.1.1), qu'il a fonctionné comme prévu (alinéa 5.1.2) et que la réaction du BES (alinéas 5.1.3 et 5.1.4) correspond bien à la conception de l'*automatisme de réseau*. Si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, il serait souhaitable que celles-ci collaborent pour réaliser et soumettre une seule analyse de performance opérationnelle coordonnée.

Exigence E6

Toute lacune dans un *automatisme de réseau* représente un risque potentiel pour la fiabilité du BES. De telles lacunes peuvent être découvertes lors de l'évaluation périodique effectuée par le PC selon l'exigence E4, de l'analyse de performance opérationnelle réalisée par l'entité propriétaire de

L'*automatisme de réseau* selon l'exigence E5, ou de l'essai fonctionnel effectué par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* selon l'exigence E8. Afin d'atténuer les risques potentiels pour la fiabilité, l'exigence E6 stipule que chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit participer à élaborer un *plan d'actions correctives (CAP)* qui établit des mesures correctives et un calendrier pour leur mise en œuvre.

La ou les entités propriétaires d'un *automatisme de réseau* sont responsables de ses équipements ; elles sont donc les mieux placées pour établir les échéanciers et corriger les lacunes de l'*automatisme de réseau*. Si nécessaire, la ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* peuvent demander à d'autres entités, comme le *TP* ou le *PC*, de les aider dans l'élaboration du *CAP* ; cependant, la conformité à cette exigence incombe toujours aux entités propriétaires d'*automatisme de réseau*.

Un *CAP* peut nécessiter de modifier le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. Dans ce cas, les exigences E1, E2 et E3 s'appliquent : l'information de l'annexe 1 doit être transmise au *RC* chargé de l'examen, et le *RC* doit procéder à l'examen et transmettre son approbation avant que l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* puisse mettre en service sa version modifiée.

Selon la complexité du problème, l'élaboration d'un *plan d'actions correctives (CAP)* peut nécessiter une analyse, des études d'ingénierie ou des services-conseils. Un délai de six mois civils est prévu pour donner à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* le temps d'élaborer le *CAP* avec les collaborations nécessaires, tout en maintenant l'exigence d'un délai raisonnable pour corriger la lacune. Idéalement, si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, celles-ci devraient collaborer afin d'élaborer et de présenter un *CAP* commun. La lacune découverte dans l'*automatisme de réseau* peut amener le *RC* ou l'*exploitant de réseau de transport (TOP)* à imposer des restrictions d'exploitation afin d'assurer la fiabilité du *réseau* jusqu'à ce que la lacune soit corrigée. La possibilité de telles restrictions d'exploitation incitera du reste les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* à corriger la lacune aussi rapidement que possible.

Voici quelques exemples de situations dans lesquelles un *CAP* est nécessaire :

- La détermination, après une enquête sur le fonctionnement ou le non-fonctionnement d'un *automatisme de réseau*, que celui-ci ne répond pas aux attentes en matière d'efficacité ou n'a pas fonctionné conformément à ses critères de conception.
- Une évaluation de la planification périodique qui conclut au besoin de modifier un *automatisme de réseau* afin de corriger des problèmes de performance ou de coordination.
- Une panne d'équipement.
- Un essai fonctionnel au cours duquel l'*automatisme de réseau* n'a pas fonctionné conformément à ses critères de conception.

Exigence E7

L'exigence E7 demande à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* de mettre en œuvre son *CAP* élaboré selon l'exigence E6 afin de corriger les lacunes décelées selon les exigences E4, E5 ou E8. Par définition, un *CAP* est « une liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ».

Un *CAP* peut être modifié au besoin si des changements s'avèrent nécessaires dans ses activités ou son calendrier. Si le *CAP* est modifié, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit aviser le ou les *RC* chargés de l'examen. Une fois le *CAP* achevé, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit aussi aviser le ou les *RC*.

La mise en œuvre d'un CAP bien conçu permet de corriger les lacunes de l'*automatisme de réseau* dans les meilleurs délais. Par ailleurs, la lacune découverte peut amener le RC ou le TOP à imposer des restrictions d'exploitation afin d'assurer la fiabilité du *réseau* jusqu'à ce que le CAP soit achevé. La possibilité de telles restrictions d'exploitation incitera du reste les entités propriétaires d'*automatisme de réseau* à achever le CAP aussi rapidement que possible.

Exigence E8

L'objectif de fiabilité de l'exigence E8 est de mettre à l'essai les éléments de l'*automatisme de réseau* qui ne font pas partie d'un *système de protection* (par exemple les automates programmables) et de vérifier la performance globale de l'*automatisme de réseau* au moyen d'essais fonctionnels. Les essais fonctionnels valident le bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau* en confirmant que les états du *réseau* sont détectés et traités, et que les commandes agissent correctement et dans le délai prévu, selon les réglages et la logique de service. Les essais fonctionnels concernent la performance globale de l'*automatisme de réseau*, contrairement aux essais de la norme d'entretien PRC-005, qui visent les composants eux-mêmes.

Comme l'essai fonctionnel consiste à faire fonctionner l'*automatisme de réseau* dans des conditions contrôlées avec des états de *réseau* connus et des résultats prévus d'avance, les essais et l'analyse peuvent être effectués avec un impact minimal sur le BES et devraient correspondre aux résultats escomptés. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* est l'entité la mieux placée pour établir les procédures et le calendrier d'essai étant donné sa connaissance étendue de la conception de l'*automatisme de réseau*, de son installation et de son fonctionnement. Des essais périodiques donnent à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* l'assurance que les défaillances latentes peuvent être décelées ; ils favorisent aussi la découverte de changements survenus dans le *réseau* et qui pourraient avoir créé des défaillances latentes.

Les intervalles de six et douze années civiles entre les essais fonctionnels sont plus longs que pour les essais annuels ou bisannuels effectués dans certaines régions de la NERC. Ces intervalles sont en fait un compromis entre, d'une part, les ressources requises pour effectuer les essais et, d'autre part, les impacts potentiels sur la fiabilité du BES qui découleraient de défaillances latentes non décelées, susceptibles de causer un fonctionnement incorrect de l'*automatisme de réseau*. Un intervalle d'essai plus long pour les *automatismes de réseau* à impact limité est acceptable, puisque le fonctionnement incorrect ou le non-fonctionnement de ces *automatismes de réseau* présente un risque faible pour la fiabilité du réseau de transport d'électricité (*Bulk Power System* selon la définition dans le Code des États-Unis, 16 U.S. C. § 824o).

L'essai fonctionnel prescrit n'est pas synonyme d'essai intégral. Un essai intégral est un moyen valable, mais sans doute impraticable pour de nombreux *automatismes de réseau* ; dans de tels cas, l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau* peut effectuer des essais fonctionnels par segment. Les segments peuvent être mis à l'essai individuellement, ce qui évite le besoin de calendriers d'entretien complexes. On peut également utiliser les fonctionnements de l'*automatisme de réseau* en conditions réelles pour répondre à l'exigence d'un essai fonctionnel. Si un *automatisme de réseau* ne fonctionne pas intégralement pendant un événement de *réseau* ou si les conditions du *réseau* ne permettent pas un essai intégral, on aura alors recours à des essais par segment. Un essai fonctionnel comprend la mise à l'essai de toutes les entrées de l'*automatisme de réseau* utilisées pour la détection, l'armement, le fonctionnement et la collecte de données. Cet essai, par défaut, actionne la logique de traitement et l'infrastructure de l'*automatisme de réseau*, mais met l'accent sur les entrées de l'*automatisme de réseau* et sur ses commandes de sortie qui agissent sur les conditions de *réseau* pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu. Tous les segments et éléments de l'*automatisme de réseau* doivent

être mis à l'essai ou avoir fonctionné de façon documentée au cours de l'intervalle d'essai maximal applicable afin que la conformité à l'exigence puisse être démontrée.

Pour illustrer la notion d'essai par segment, prenons l'exemple d'un contrôleur d'*automatisme de réseau* dont la fonction est remplie par un automate programmable qui reçoit les données du *réseau*, comme la charge ou l'état des lignes, à partir de dispositifs dispersés : compteurs, relais de protection, autres automates programmables, etc. Dans cet exemple d'*automatisme de réseau*, un relais de protection de ligne fournit une mesure analogique à l'automate de l'*automatisme de réseau*. Un essai fonctionnel vérifierait que l'automate reçoit bien les données transmises par le relais de protection, y applique les traitements prévus et produit des sorties appropriées. Il n'y a pas lieu de vérifier la capacité du relais de protection de mesurer les grandeurs du *réseau* électrique, car il s'agit d'une exigence visant les *systèmes de protection* utilisés comme *automatismes de réseau*, dont le détail est énoncé au tableau 1-1 (Type de composant – Relais de protection) de la norme PRC-005. L'essai fonctionnel concerne plutôt l'utilisation des données du relais de protection par l'automate programmable, y compris le chemin de communication entre le relais et l'automate si ces données sont essentielles au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. En outre, si le signal de commande retourné au relais de protection est lui aussi essentiel au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau* de cet exemple, il faudra alors vérifier aussi le chemin de retour de ce signal jusqu'au relais. L'exemple présenté ici décrit l'essai d'un segment d'*automatisme de réseau* qui sert à vérifier l'action de l'*automatisme de réseau*, la logique de commande de l'automate programmable et les communications.

La norme IEEE C37.233, *IEEE Guide for Power System Protection Testing* (2009), à la section 8 (en particulier 8.3 à 8.5), donne un aperçu des essais fonctionnels. La section 8.3 commence ainsi :

Une bonne mise en œuvre nécessite un programme d'essais bien défini et coordonné pour évaluer la performance globale du système pendant les intervalles de maintenance convenus. Le programme d'essais de maintenance, aussi appelé programme d'essais fonctionnels de système, devrait s'appliquer aux entrées et sorties, aux communications, à la logique et au temps de traitement. Les essais fonctionnels ne visent généralement pas les éléments, mais plutôt l'ensemble du système. Certains essais sur les entrées peuvent devoir précéder les essais de l'ensemble du système dans la mesure où ces entrées influent sur la performance globale. Le ou les coordonnateurs des essais doivent connaître à fond le but visé par l'automatisme, les points d'isolement, les scénarios de simulation ainsi que les procédures de retour au fonctionnement normal.

Il s'agit de valider la performance globale du système, y compris sa logique le cas échéant, de valider les temps de traitement totaux par comparaison avec la modélisation du système pour différents types de contingence, et de vérifier la performance du système ainsi que ses entrées et sorties.

Si un *automatisme de réseau* réussit un essai fonctionnel, il n'est pas nécessaire d'en informer le RC, puisqu'il s'agit du résultat normal attendu et qu'il n'y a aucune suite à donner. Si un segment de l'*automatisme de réseau* échoue, il faut signaler (en *temps réel*) l'état dégradé de cet *automatisme de réseau* au TOP selon l'exigence E6 de la norme PRC-001, puis au RC selon l'exigence E8 de la norme TOP-001-3. (Voir la Phase 2 du projet 2007-06 pour consulter le document de correspondances entre la norme PRC-001 et les autres normes quant à la notification du RC par le TOP si une lacune est constatée pendant les essais.) Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'inclure une exigence semblable dans la présente norme.

L'intervalle d'essai initial commence à la date d'entrée en vigueur de la norme, selon son plan de mise en œuvre. Par la suite, l'intervalle maximal admissible entre les essais fonctionnels est de six années

civiles pour les *automatismes de réseau* qui n'ont pas la désignation « à impact limité », et de douze années civiles pour ceux qui ont cette désignation. L'intervalle commence à la date de l'essai réussi le plus récent pour un segment ou pour l'intégralité de l'*automatisme de réseau*. La réussite d'un essai de segment remet à zéro l'intervalle d'essai pour ce segment seulement. L'entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* peut choisir de compter un fonctionnement correct de l'*automatisme de réseau* comme un essai fonctionnel admissible, mais seulement pour les segments qui ont fonctionné. Si un événement *réseau* entraîne un fonctionnement correct mais partiel de l'*automatisme de réseau*, les segments qui n'ont pas fonctionné doivent être soumis à des essais fonctionnels séparés avant la fin de l'intervalle d'essai maximal qui a commencé à la date du précédent essai réussi pour ces segments (qui n'ont pas fonctionné) afin qu'il y ait conformité à l'exigence E8.

Exigence E9

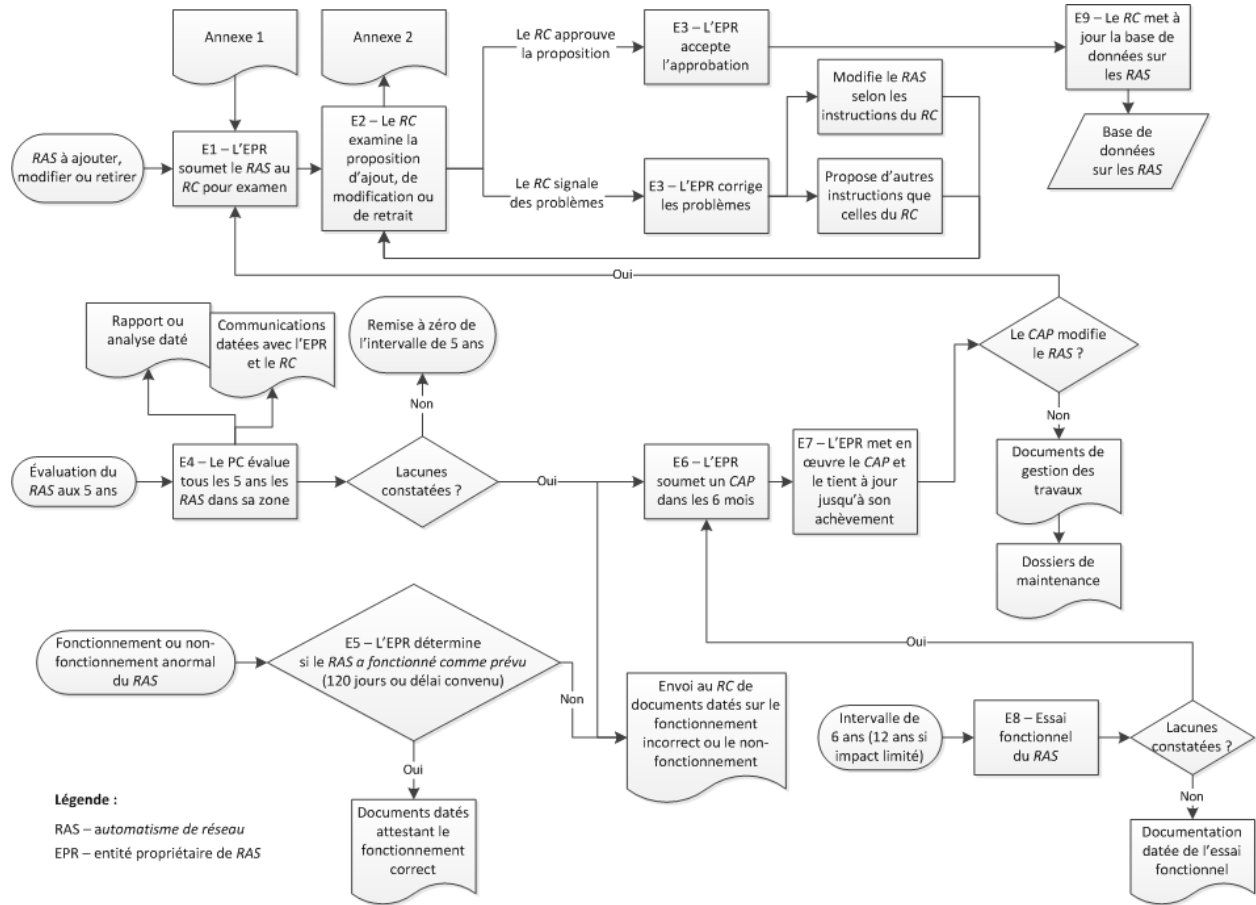
La base de données sur les *automatismes de réseau* que le RC doit mettre à jour conformément à l'exigence E9 assure la disponibilité de l'information sur les *automatismes de réseau* existants. L'annexe 3 spécifie l'information minimale qui doit y être versée pour chaque *automatisme de réseau* inscrit dans la base de données. Le RC peut demander des informations plus détaillées.

Cette base de données permet au RC de fournir à d'autres entités de l'information de haut niveau sur des *automatismes de réseau* existants qui pourraient éventuellement influencer sur les activités d'exploitation ou de planification de ces entités. L'information fournie est suffisante pour permettre à une entité ayant un besoin de fiabilité d'évaluer si l'*automatisme de réseau* est susceptible d'avoir un impact sur son *réseau*. Par exemple, un *automatisme de réseau* qui effectue un rejet de production afin d'atténuer une surcharge sur une ligne de transport peut entraîner un changement de transit de puissance dans la zone d'une entité adjacente. Cette entité devrait pouvoir évaluer tout risque potentiel de cet *automatisme de réseau* pour son *réseau* à partir de l'information de haut niveau disponible dans la base de données sur les *automatismes de réseau*.

La base de données sur les *automatismes de réseau* n'a pas à indiquer en détail les réglages d'équipement ou l'information de modélisation, mais doit contenir la description des problèmes de performance du *réseau*, les conditions du *réseau* et les actions correctives prévues. Si une entité souhaite obtenir des détails supplémentaires sur le fonctionnement d'un *automatisme de réseau*, elle peut obtenir du RC les coordonnées de l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Schéma de cheminement

Le schéma ci-dessous décrit le cheminement des processus liés aux exigences de la norme PRC-012-2.



Justifications techniques de l'annexe 1 – Documentation à fournir pour l'examen d'un *automatisme de réseau*

Afin de permettre un examen adéquat des conséquences d'un *automatisme de réseau* pour la fiabilité, il est nécessaire pour la ou les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* de présenter au *coordonnateur de la fiabilité (RC)* chargé de l'examen une liste détaillée d'informations sur l'*automatisme de réseau*. Si l'*automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, chacune de celles-ci devra fournir l'information pertinente. Idéalement, dans de tels cas, une des entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* assumera la tâche de recueillir toutes les informations fournies afin de produire une compilation commune conforme à l'annexe 1.

Les informations nécessaires comprennent notamment un aperçu général de l'*automatisme de réseau*, un résumé des résultats des études de planification du transport ainsi que des précisions sur l'équipement utilisé dans la mise en œuvre de l'*automatisme de réseau*. La coordination entre l'*automatisme de réseau* et d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite sera examinée afin de déceler tout potentiel d'interaction nuisible. L'examen peut s'étendre à des aspects très variés de la conception électrique, notamment les composants utilisés, la logique, les télécommunications et d'autres équipements et commandes pertinents qui constituent l'*automatisme de réseau*.

Annexe 1

La liste de contrôle suivante indique les informations importantes que l'entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement a été modifié⁸ doit documenter et présenter au *RC* chargé de l'examen, conformément à l'exigence E1. Si l'*automatisme de réseau* a été examiné antérieurement, seules les modifications proposées nécessitent un examen ; néanmoins, pour faciliter le travail du *RC* chargé de l'examen, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* présentera un résumé du fonctionnement préexistant de l'*automatisme de réseau*.

I. Généralités

1. Éléments d'information (cartes, schémas unifilaires, schémas de poste électrique, schémas de principe, etc.) qui indiquent l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.

Fournir une description de l'*automatisme de réseau* afin d'expliquer son fonctionnement global, ainsi qu'une carte indiquant son emplacement. Signaler tout autre système de protection et de conduite qui nécessite une coordination avec l'*automatisme de réseau*. Les éléments de conception de l'*automatisme de réseau* à présenter sont décrits plus bas.

Fournir un ou des schémas unifilaires pour tous les sites en cause. Ces schémas doivent être suffisamment détaillés pour permettre à l'équipe d'examen du *RC* d'évaluer la fiabilité de la conception, et doivent comprendre des informations comme la configuration des jeux de barres,

8. L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique à toute modification apportée à un *automatisme de réseau*, parmi les suivantes :

- changements dans les conditions ou les contingences du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

les disjoncteurs, les équipements de commutation connexes, etc. Pour chaque site, indiquer si des éléments de détection, de logique, de commande d'actions, ou toute combinaison de ceux-ci, sont présents.

2. Fonctionnement du nouvel *automatisme de réseau* ou des modifications proposées au fonctionnement d'un *automatisme de réseau* existant, avec documentation du fonctionnement de l'*automatisme de réseau* avant et après les modifications.
3. *Plan d'actions correctives*, si des modifications d'un *automatisme de réseau* sont proposées dans le cadre d'un *plan d'actions correctives*. [Référence : norme de fiabilité PRC-012-2 (exigences E5 et E7)]

Fournir la description de toute modification du fonctionnement de l'*automatisme de réseau* liée à un *plan d'actions correctives (CAP)* visant à corriger des lacunes de fonctionnement signalées lors de l'évaluation périodique de l'*automatisme de réseau* (exigence E4), de l'analyse de performance opérationnelle (exigence E5) ou de l'essai fonctionnel (exigence E8). Une copie du CAP le plus récent doit être fournie en plus des autres informations prescrites à l'annexe 1.

4. Données initiales à verser dans la base de données sur les *automatismes de réseau*.
 - a. nom de l'*automatisme de réseau* ;
 - b. chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées ;
 - c. date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le RC (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant ;
 - d. problème de performance du réseau ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.) ;
 - e. description des *contingences* ou des conditions du réseau pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement) ;
 - f. actions commandées par l'*automatisme de réseau* ;
 - g. désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité⁹ ;
 - h. tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.

Remarque : Cette information est la même que celle indiquée à l'annexe 3. Le fait de la fournir à cette étape du processus d'examen assure un examen plus complet et allège le fardeau administratif éventuel du ou des RC chargés de l'examen.

II. Description fonctionnelle et information relative à la planification du transport

1. *Contingences* et conditions du réseau auxquelles l'*automatisme de réseau* est censé remédier. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.2) et PRC-013 (E1.1)]
 - a. Indiquer ce qui se produirait dans le réseau en l'absence d'un *automatisme de réseau*.

9. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES.

- b. Décrire les conditions du *réseau* qui commandent l'armement de l'*automatisme de réseau* afin de le préparer à intervenir lorsque surviendront par la suite des *contingences* critiques de *réseau* ou d'autres conditions d'exploitation qui nécessiteraient le déclenchement de l'*automatisme de réseau*. Si aucune condition d'armement n'est requise, le préciser également.
 - c. Les *automatismes de réseau* spécifiques aux événements sont déclenchés par des *contingences* particulières qui nécessitent une intervention. Les *automatismes de réseau* spécifiques aux conditions peuvent aussi être déclenchés par des *contingences* particulières, mais ce n'est pas forcément le cas. Les *contingences* ou les conditions de déclenchement doivent être indiquées.
2. Actions que doit exécuter l'*automatisme de réseau* en réponse à des perturbations. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.2) et PRC-013 (E1.2)]

L'*automatisme de réseau* exécute des actions correctives visant à assurer une performance acceptable du *réseau*. Ces actions doivent être décrites, y compris toute contrainte de temps ou toute action corrective « de réserve » prévue en cas de défaillance d'un élément de l'*automatisme de réseau*.

3. Résumé d'études techniques, le cas échéant, démontrant que les actions de l'*automatisme de réseau* proposé répondent aux objectifs de performance du *réseau* dans le cadre des événements et des conditions du *réseau* auxquels l'*automatisme de réseau* est censé remédier. Ce résumé d'études techniques doit préciser notamment les années étudiées, les conditions du *réseau* et les *contingences* analysées pour la conception de l'*automatisme de réseau*, et la date à laquelle les études techniques ont été effectuées. [Référence : norme de fiabilité PRC-014 (E3.2)]

Présenter la raison d'être de l'*automatisme* et ses effets afin de confirmer qu'il est (encore) nécessaire, qu'il répond bien au besoin visé et qu'il respecte les exigences de performance courantes. Il n'est sans doute pas nécessaire de fournir la version intégrale des études techniques, mais toute description abrégée de ces études doit être suffisamment détaillée pour permettre au RC chargé de l'examen de reconnaître le besoin de l'*automatisme* et l'efficacité de ses résultats.

4. Information sur tout projet de développement du *réseau* susceptible d'influer sur l'*automatisme de réseau*. [Référence : norme de fiabilité PRC-014 (E3.2)]

Les autres responsabilités imposées au RC par les normes de fiabilité de la NERC portent sur l'*horizon d'exploitation* plutôt que sur l'*horizon de planification*. Le RC est donc moins susceptible d'avoir connaissance de plans à plus long terme qui pourraient influer sur l'*automatisme de réseau* proposé. Une telle connaissance est utile afin d'évaluer plus justement les capacités de l'*automatisme de réseau*.

5. Le cas échéant, désignation « à impact limité » proposée par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, avec justification.

Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne risque pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, de donner lieu ou de contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES. Si l'*automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après

avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

6. Documentation décrivant la performance du *réseau* résultant d'un fonctionnement intempestif possible de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) causé par la défektivité d'un de ses éléments. En cas de défektivité d'un élément d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité, toutes les conditions suivantes doivent être remplies : [Référence : norme de fiabilité PRC-012 (E1.4)]
 - a. le *BES* doit demeurer stable ;
 - b. il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ;
 - c. les *caractéristiques assignées d'installation* pertinentes ne doivent pas être dépassées ;
 - d. les tensions du *BES* doivent demeurer en deçà des limites de tension *post-contingence* ainsi que des limites d'écart de tension *post-contingence* établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* ;
 - e. les réponses aux tensions transitoires doivent demeurer en deçà des limites acceptables établies par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*.
7. Évaluation confirmant que les réglages et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* font en sorte d'éviter toute interaction nuisible avec d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.5) et PRC-014 (E3.4)]

Les *automatismes de réseau* sont des automatismes complexes qui peuvent exécuter des actions comme une coupure de charge, un rejet de production ou une reconfiguration du *réseau*. De nombreux *automatismes de réseau* ont besoin de détecter certaines configurations de *réseau* pour déterminer si leurs conditions d'armement sont remplies ou s'ils doivent intervenir. Exemple d'interaction nuisible : un *automatisme de réseau* reconfigure le *réseau* d'une manière qui modifie aussi le courant de *défaut* applicable, ce qui peut compromettre la supervision de surintensité d'un relais de distance (« détecteur de défaut ») ainsi que la coordination des protections de surintensité à la terre.

8. Indication d'autres *RC* touchés.

Cette information est nécessaire pour les échanges d'information entre les différentes entités touchées et pour la coordination de l'*automatisme de réseau* avec d'autres *automatismes de réseau* et systèmes de protection et de conduite.

III. Mise en œuvre

1. Documentation décrivant tout équipement pertinent utilisé pour la détection, l'alimentation c.c., les communications, le télé-déclenchement, la logique de traitement, les actions de commande et la surveillance.

Détection

Les dispositifs de détection et de déclenchement, que ce soit pour l'armement ou l'exécution d'actions, doivent être conçus pour avoir un fonctionnement sûr. Plusieurs types de dispositifs sont couramment utilisés comme détecteurs de perturbation, de condition ou d'état :

- état de ligne ouverte (détecteurs d'événement) ;

- entrées et sorties de relais de protection (détecteurs d'événement et de paramètre) ;
- entrées (analogiques) de transducteur et de DEI (détecteurs de paramètre et de réponse) ;
- taux de variation (détecteurs de paramètre et de réponse).

Alimentation c.c.

Les batteries et les chargeurs, ou d'autres formes d'alimentation c.c. des *automatismes de réseau*, sont aussi couramment utilisés pour les *systèmes de protection*. Cette pratique est acceptable ; l'entretien de telles alimentations est encadré par la norme PRC-005. Cependant, tout *automatisme de réseau* redondant doit être alimenté à partir de circuits protégés séparément (par fusible ou par disjoncteur).

Communications : voies de télécommunications

Les voies de télécommunications utilisées pour les échanges d'information d'*automatisme de réseau* entre sites ou entre dispositifs de télédéclenchement doivent respecter au moins les mêmes critères que pour les systèmes de protection par relais. Expliquer le fonctionnement de tout système de communication non déterministe utilisé (par exemple, Ethernet).

La logique de l'automatisme doit être conçue de façon que la perte d'une voie, la présence de bruit ou toute autre défaillance de voie ou d'équipement n'entraîne pas un fonctionnement intempestif de l'automatisme.

Il est très souhaitable que les équipements de voie et les moyens de communication (courant porteur sur ligne de transport, liaison hertzienne, fibre optique, etc.) soient détenus et entretenus par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*, ou éventuellement loués d'une autre entité bien au courant des exigences de fiabilité. Tous les équipements de voie doivent être surveillés à partir du centre de répartition et y déclencher des alarmes afin d'assurer un diagnostic et une réparation rapides en cas de défaillance. Le réseau téléphonique public commuté est généralement une option indésirable.

Les voies de communication doivent être bien étiquetées ou marquées de façon que le personnel qui y travaille puisse trouver facilement le bon circuit. Les voies entre entités doivent porter le même nom à tous les terminaux.

Télédéclenchement

L'équipement de télédéclenchement, s'il est à part des autres équipements de l'*automatisme de réseau*, doit être surveillé et étiqueté de la même façon que l'équipement de voie.

Logique de traitement

Tout *automatisme de réseau* nécessite une certaine forme de traitement logique pour déterminer les actions à exécuter en cas de déclenchement. Ces actions sont toujours subordonnées à l'automatisme. Différentes actions peuvent correspondre à différents niveaux d'armement ou à différentes *contingences*. La logique de décision peut se limiter à des liaisons câblées entre quelques contacts auxiliaires de relais, ou prendre une forme beaucoup plus complexe.

Parmi les équipements qui ont fait leurs preuves, citons les automates programmables de divers types, les micro-ordinateurs, les relais de protection à microprocesseur, les stations terminales (RTU) et les processeurs logiques. Les relais monofonctionnels ont été utilisés dans le passé comme éléments d'*automatisme de réseau*, mais cette approche est maintenant moins répandue sauf pour

de nouveaux *automatismes de réseau* très simples ou pour des ajouts mineurs à des *automatismes de réseau* existants.

Actions de commande

Les dispositifs actifs de l'*automatisme de réseau* peuvent comprendre divers équipements, notamment des dispositifs de télédéclenchement et des relais de protection. Ces dispositifs reçoivent les signaux produits par la logique de traitement (parfois par l'entremise d'installations de télécommunications) et exécutent les actions de l'*automatisme de réseau* aux endroits où ces actions sont requises.

Exigences minimales pour la surveillance SCADA-EMS

- État « en service » ou « hors service » de l'automatisme.
 - Si l'*automatisme de réseau* est armé manuellement, l'état d'armement peut être le même que l'état en service ou hors service de l'*automatisme de réseau*.
 - Si l'*automatisme de réseau* est armé automatiquement, ces deux états sont indépendants, car un *automatisme de réseau* en service peut être armé ou non armé selon que les critères d'armement automatique sont remplis ou non.
 - État opérationnel courant de l'automatisme (disponible ou non).
 - Si l'*automatisme de réseau* doit demeurer fonctionnel en cas de défaillance d'un de ses éléments (par redondance ou autrement), les indications minimales d'état doivent être fournies séparément pour chaque *automatisme de réseau*.
 - Une indication minimale d'état est généralement suffisante du point de vue opérationnel ; cependant, si possible, il est souvent utile d'avoir d'autres informations sur des défaillances partielles ou sur l'état de composants critiques afin de permettre à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* de diagnostiquer plus efficacement une défaillance signalée. L'existence ou non de cette capacité dépendra en partie de la conception et de l'âge de l'équipement de l'*automatisme de réseau*. Tous les automatismes doivent assurer un degré minimal de surveillance, mais les nouveaux automatismes doivent être conçus pour une surveillance au moins semblable à celle des *systèmes de protection* à microprocesseur.
2. Information sur les réglages ou paramètres de la logique de détection qui commande le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. [Référence : normes de fiabilité PRC-012 (E1.2) et PRC-013 (E1.3)]

Plusieurs méthodes permettant de déterminer l'état des lignes ou d'autres équipements sont couramment utilisées, souvent en combinaison :

- a. Contacts auxiliaires de disjoncteur et de sectionneur (52a/b et 89a/b) – Ce sont les dispositifs de surveillance les plus répandus. Le contact « a » indique l'état réel du disjoncteur, tandis que le contact « b » indique l'état opposé.
- b. Détection de minimum de courant – Une valeur faible indique un circuit ouvert, y compris à l'extrémité éloignée de la ligne ; le seuil de détection se trouve généralement juste au-dessus du courant de charge total de la ligne.
- c. Surveillance du courant de bobine de déclenchement d'un disjoncteur – Dispositif généralement utilisé si l'*automatisme de réseau* doit réagir très rapidement, mais

normalement combiné avec des contacts auxiliaires ou un autre moyen de détection puisque le courant de la bobine de déclenchement est coupé lorsque le disjoncteur s'ouvre.

- d. Autres détecteurs (angle, tension, puissance, fréquence, taux de variation de ces grandeurs, perte de synchronisme, etc.), selon les besoins particuliers de l'automatisme. Certains dispositifs peuvent remplacer ou améliorer d'autres moyens de surveillance décrits aux points a), b) et c) ci-dessus.

Le déclenchement de l'armement et des actions de l'*automatisme de réseau* nécessite souvent la surveillance de grandeurs analogiques (puissance, courant, tension, etc.) à un ou plusieurs endroits. Les dispositifs de surveillance sont réglés pour détecter un niveau précis de la grandeur pertinente ; il peut s'agir de relais, d'appareils de mesure, de transducteurs, etc.

3. Documentation confirmant que tout dispositif multifonction affecté à des fonctions d'*automatisme de réseau* en plus d'autres fonctions (relais de protection, SCADA, etc.) ne compromet pas la fiabilité de l'*automatisme de réseau* lorsque ce dispositif n'est pas en service ou est en cours d'entretien.

Dans ce contexte, un dispositif multifonction (relais à microprocesseur, etc.) est un composant qui remplit une fonction d'*automatisme de réseau* tout en servant de relais de protection ou de dispositif SCADA. Il est important que les autres utilisations du dispositif multifonction ne compromettent pas le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* lorsque le dispositif est en service ou encore en cours d'entretien. La liste suivante spécifie les indications à fournir lorsqu'un même relais à microprocesseur remplit à la fois une fonction d'*automatisme de réseau* et une fonction de protection d'équipement :

- a. Décrire comment le dispositif multifonction est intégré à l'*automatisme de réseau*.
- b. Montrer la configuration générale et décrire comment le dispositif multifonction est étiqueté dans sa conception et son application, en distinguant la fonction d'*automatisme de réseau* et les autres fonctions du dispositif.
- c. Décrire les procédures qui permettent d'isoler la fonction d'*automatisme de réseau* des autres fonctions du dispositif.
- d. Décrire les procédures applicables lorsque chaque dispositif multifonction est retiré du service, et indiquer si une coordination avec d'autres automatismes de protection est requise.
- e. Décrire comment chaque dispositif multifonction est mis à l'essai, à la mise en service et lors des entretiens périodiques, pour chacune de ses fonctions.
- f. Décrire comment les essais fonctionnels et de temps de traitement périodiques de l'*automatisme de réseau* sont réalisés si le dispositif multifonction est utilisé à la fois pour la protection locale et dans un *automatisme de réseau*.
- g. Décrire comment les mises à niveau du dispositif multifonction (par exemple les mises à jour de micrologiciel) sont effectuées. Comment la fonction d'*automatisme de réseau* est-elle prise en considération ?

D'autres dispositifs qui ne sont généralement pas considérés comme des dispositifs multifonctions (relais auxiliaires, interrupteurs de commande, transformateurs de mesure, etc.)

peuvent remplir plusieurs fonctions comme la protection d'équipement et la participation à un *automatisme de réseau*. Des indications semblables à celles ci-dessus s'appliquent à de tels cas.

4. Documentation décrivant la performance du *réseau* en cas de défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* (sauf si celui-ci est à impact limité) au moment où l'*automatisme de réseau* est censé fonctionner. La défaillance d'un des éléments d'un *automatisme de réseau* non désigné comme étant à impact limité ne doit pas empêcher le *BES* de respecter les mêmes exigences de performance (définies dans la norme de fiabilité TPL-001-4, où elles sont appelées « critères de comportement », ou dans toute norme qui la remplace) que celles prescrites pour les événements et les conditions pour lesquels l'*automatisme de réseau* est conçu. La documentation doit décrire ou illustrer comment la conception de l'*automatisme de réseau* atteint cet objectif. [Référence : norme de fiabilité PRC-012 (E1.3)]

L'armement automatique de l'*automatisme de réseau*, le cas échéant, est un aspect essentiel de la performance de l'*automatisme de réseau* et du *réseau*, et est donc inclus dans cette exigence.

Exemples non limitatifs de méthodes permettant d'atteindre cet objectif :

- a. Assurer la redondance d'éléments de l'*automatisme de réseau*, par exemple :
 - i. relais de protection ou relais auxiliaires faisant partie de l'*automatisme de réseau* ;
 - ii. systèmes de communication nécessaires au bon fonctionnement de l'*automatisme de réseau* ;
 - iii. capteurs servant à mesurer des grandeurs électriques ou autres pour l'*automatisme de réseau* ;
 - iv. alimentations à c.c. de poste associées à des fonctions d'*automatisme de réseau* ;
 - v. circuits de commande associés à des fonctions d'*automatisme de réseau* par l'intermédiaire de bobines de déclenchement de disjoncteur ou d'autres appareils de coupure ;
 - vi. dispositifs de traitement logique qui acceptent des entrées concernant le *réseau* à partir d'éléments d'*automatisme de réseau* ou d'autres sources, prennent des décisions à partir de ces entrées ou produisent des signaux de commande d'actions correctives.
 - b. Armer une plus grande quantité de charge ou de production que nécessaire, afin que si la défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau* empêche de couper une partie de la charge ou de la production prévue, la performance du *réseau* reste satisfaisante ; toutefois, la coupure de la quantité totale prévue ne doit pas entraîner d'autres effets nuisibles pour la fiabilité.
 - c. Utiliser d'autres moyens automatiques pour pallier les défaillances individuelles d'éléments de l'*automatisme de réseau*.
 - d. Recourir à des interventions manuelles en utilisant des réglages du *réseau* planifiés, comme des changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, si de tels réglages sont exécutables en deçà du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'installation*.
5. Documentation décrivant le processus d'essai fonctionnel.

IV. Retrait d'un *automatisme de réseau*

Pour tout *automatisme de réseau* existant à retirer du service, la liste de contrôle suivante spécifie les informations importantes que l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit documenter et fournir au RC pour examen, conformément à l'exigence E1.

1. Information nécessaire pour permettre au RC de comprendre l'emplacement physique et électrique de l'*automatisme de réseau* et des installations connexes.
2. Résumé des études techniques pertinentes et des justifications techniques qui motivent le retrait de l'*automatisme de réseau*.
3. Date de retrait de l'*automatisme de réseau*.

La documentation nécessaire pour évaluer le retrait d'un *automatisme de réseau* n'est pas aussi exhaustive que pour l'ajout d'un *automatisme de réseau* ou pour la modification du fonctionnement d'un *automatisme de réseau* existant ; néanmoins, il est essentiel qu'après le retrait de l'*automatisme de réseau*, la performance du *réseau* continue de respecter les exigences appropriés (habituellement celles des normes TPL) pour les *contingences* ou les conditions du *réseau* qui étaient visées par l'*automatisme de réseau* en question.

Justification technique du contenu de l'annexe 2

Liste de contrôle d'examen d'*automatisme de réseau* par le *coordonnateur de la fiabilité*

L'annexe 2 est une liste de contrôle qui favorise une démarche d'examen uniforme, à l'échelle du continent, pour les *automatismes de réseau* nouveaux ou dont le fonctionnement a été modifié ; cet examen est exigé avant la mise en service de l'*automatisme de réseau*. Cette liste de contrôle aidera le RC à déterminer les critères de fiabilité pertinents aux divers aspects de la conception et de la mise en œuvre de l'*automatisme de réseau*.

Justification technique du contenu de l'annexe 3

Information de la base de données

L'annexe 3 spécifie l'information minimale que le RC doit verser dans sa base de données pour chaque *automatisme de réseau* de sa zone.

1. Nom de l'*automatisme de réseau*.
 - Nom utilisé pour désigner l'*automatisme de réseau*.
2. Chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* et ses coordonnées.
 - Un numéro de téléphone ou une adresse courriel fiable doit permettre de joindre chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* afin d'obtenir des compléments d'information.
3. Date réelle ou prévue de mise en service, date d'approbation la plus récente par le *coordonnateur de la fiabilité* (exigence E3), date d'évaluation la plus récente (exigence E4) et date de retrait, le cas échéant.
 - Indiquer chaque date applicable.
4. Problème de performance du *réseau* ou autre raison qui motive l'*automatisme de réseau* (surcharge thermique, instabilité angulaire, amortissement incorrect d'oscillations, instabilité de la tension, surtension, sous-tension, rétablissement lent de la tension, etc.).
 - Une brève description de la raison d'être de l'*automatisme de réseau* est suffisante, pourvu qu'elle permette à une entité ayant un besoin de fiabilité de comprendre les principaux problèmes de *réseau* visés par l'*automatisme de réseau*.
5. Description des *contingences* ou des conditions du *réseau* pour lesquelles l'*automatisme de réseau* a été conçu (conditions de déclenchement).
 - Résumé de haut niveau des conditions ou des *contingences*. Il n'est pas nécessaire d'énumérer toutes les combinaisons de conditions.
6. Actions commandées par l'*automatisme de réseau*.
 - Brève description des actions commandées. Si l'*automatisme* commande un délestage de charge ou un rejet de production, préciser le nombre maximal de mégawatts.
7. Désignation de l'*automatisme de réseau* comme étant à impact limité¹⁰.

10. Un *automatisme de réseau* désigné comme étant à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES.

Compléments

- Spécifier si l'*automatisme de réseau* est désigné ou non comme étant à impact limité.
8. Tout complément d'explication qui contribue à une compréhension de haut niveau de l'*automatisme de réseau*.
- Si on le juge nécessaire, ajouter des renseignements supplémentaires dans cette section. Ces renseignements ne sont pas obligatoires.

Justification des exigences

Justification de l'exigence E1 : Chaque *automatisme de réseau* est unique et ses actions peuvent avoir des effets importants sur la fiabilité et l'intégrité du *système de production-transport d'électricité (BES)*. C'est pourquoi, avant de mettre en service un nouvel *automatisme de réseau* ou un *automatisme de réseau* existant dont le fonctionnement a été modifié, ou encore de retirer du service un *automatisme de réseau*, il est indispensable de procéder à un examen approprié.

L'expression « dont le fonctionnement a été modifié » s'applique aux cas suivants :

- changements dans les conditions ou les *contingences* du *réseau* surveillées par l'*automatisme de réseau* ;
- changements dans les actions que l'*automatisme de réseau* est conçu pour exécuter ;
- changements dans les composants physiques de l'*automatisme de réseau*, au-delà du remplacement à l'identique, sans changement dans le fonctionnement initial de composants existants ;
- changements à la logique de l'*automatisme de réseau*, au-delà de la correction d'erreurs existantes ;
- changements dans les niveaux de redondance (ajout ou retrait).

Afin de faciliter un examen qui renforce la fiabilité, l'entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* doit fournir au *coordonnateur de la fiabilité (RC)* chargé de l'examen suffisamment de détails sur la conception, la fonction et le fonctionnement de l'*automatisme de réseau*. Ces informations et la documentation à l'appui sont précisées à l'annexe 1 de la norme ; l'exigence E1 oblige la ou les entités propriétaires d'un *automatisme de réseau* à les fournir au *RC* chargé de l'examen. Le *RC* qui coordonne la zone dans laquelle est situé l'*automatisme de réseau* est chargé de l'examen. Si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, il serait souhaitable que celles-ci collaborent afin de soumettre ensemble au *RC* chargé de l'examen de l'*automatisme de réseau* l'information spécifiée à l'annexe 1. Si l'*automatisme de réseau* recoupe plusieurs *zones de fiabilité*, chaque *RC* concerné est chargé soit d'effectuer son propre examen, soit de participer à un examen coordonné.

Justification de l'exigence E2 : Le *RC* est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'examen de l'*automatisme de réseau* : parmi toutes les entités fonctionnelles, c'est le *RC* qui a la vue d'ensemble la plus étendue en matière de fiabilité ; en outre, il est au courant des enjeux de fiabilité qui touchent les zones de fiabilité voisines. Sa vue d'ensemble sur la *zone étendue* facilite l'évaluation des interactions entre différents *automatismes de réseau* ainsi que des interactions entre les *automatismes de réseau* et d'autres systèmes de protection et de conduite. En outre, l'examen par le *RC* amenuise la possibilité d'un conflit d'intérêts découlant de relations d'affaires entre l'entité propriétaire d'*automatisme de réseau*, le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport* ou d'autres entités concernées par la planification ou la mise en service d'un *automatisme de réseau*. Le *RC* n'est pas censé détenir davantage d'informations ou de compétences que ne l'indique son inscription fonctionnelle selon les critères de la NERC. Le *RC* peut demander à d'autres entités, comme le *coordonnateur de la planification (PC)* ou les groupes techniques régionaux, de l'aider pour l'examen de l'*automatisme de réseau* ; cependant, le *RC* demeure responsable de la conformité à l'exigence.

L'annexe 2 de la présente norme propose une liste de contrôle pour aider le *RC* à déterminer les paramètres de conception et de mise en œuvre d'un *automatisme de réseau*, et pour favoriser une démarche d'examen uniforme des *automatismes de réseau*. Le délai de quatre mois civils concorde avec la pratique courante dans l'industrie ; cependant, l'exigence prévoit une certaine latitude puisqu'elle permet aux *RC* et aux entités propriétaires d'*automatisme de réseau* de négocier un calendrier différent pour l'examen.

Remarque : Un RC peut devoir inclure cette tâche dans son ou ses plans de fiabilité pour la ou les régions de la NERC où il est situé.

Justification de l'exigence E3 : L'examen par le RC est destiné à déceler les problèmes de fiabilité à corriger avant la mise en service de l'*automatisme de réseau*. Les problèmes de fiabilité possibles concernent notamment la sûreté de fonctionnement, la sécurité ou la coordination.

Il n'est pas nécessaire de spécifier le délai de réponse de l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* au RC chargé de l'examen lorsque celui-ci signale un problème de fiabilité, puisque l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* a tout intérêt à obtenir rapidement l'approbation de son *automatisme de réseau* et à le mettre en service dans les meilleurs délais.

Il n'est pas non plus nécessaire de spécifier un délai particulier pour la réponse du RC à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* à la suite de l'examen, car le RC est au courant 1) de tout problème de fiabilité qui perdure tant que l'*automatisme de réseau* n'aura pas été mis en service, et 2) du calendrier prévu par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* pour mettre celui-ci en service afin de résoudre ces problèmes de fiabilité. Comme le RC est l'arbitre ultime de la fiabilité du BES, la résolution des problèmes de fiabilité est une priorité pour le RC et incite celui-ci à répondre sans délai à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Justification de l'exigence E4 : L'exigence E4 stipule que chaque *automatisme de réseau* doit être évalué au moins une fois toutes les cinq années civiles. Cette évaluation périodique vise à confirmer le maintien de l'efficacité et de la coordination de l'*automatisme de réseau*, ainsi qu'à vérifier qu'en cas de défektivité ou de défaillance d'un des éléments de l'*automatisme de réseau*, les exigences de performance du BES seraient toujours remplies. Une évaluation périodique est exigée parce que des changements dans la topologie ou les conditions d'exploitation du *réseau* peuvent remettre en question l'efficacité de l'*automatisme de réseau* ou son influence sur le BES.

Les *automatismes de réseau* sont des assemblages uniques et personnalisés d'équipements de protection et de conduite dont la complexité et l'impact sur la fiabilité du BES sont variables. Compte tenu de ses particularités, un *automatisme de réseau* peut être désigné par le ou les RC chargés de l'examen comme étant à impact limité. Un *automatisme de réseau* à impact limité ne peut pas, en cas de fonctionnement intempestif ou de non-fonctionnement, donner lieu ou contribuer à des *déclenchements en cascade*, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le BES. L'expression « dans le BES » dans la phrase qui précède s'applique à tous les éléments de l'énumération. Les *automatismes de réseau* à impact limité sont dispensés des essais de défektivité et de défaillance d'un de leurs éléments (alinéas 4.1.4 et 4.1.5, respectivement) ; de tels essais obligeraient à complexifier la conception de l'*automatisme de réseau*, sans guère de bienfait pour la fiabilité du BES. Pour plus de détails sur la désignation « à impact limité », se reporter à la section Compléments.

La norme reconnaît la catégorie LAPS (automatisme de protection de zone locale) du WECC (Western Electricity Coordinating Council) et la catégorie Type III du NPCC (Northeast Power Coordinating Council) comme étant initialement appropriées pour la désignation « à impact limité ». Si un *automatisme de réseau* est mis en service avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et qu'il a été classé « LAPS » par le WECC ou « Type III » par le NPCC après avoir été soumis au processus d'examen régional pertinent, il est considéré comme un *automatisme de réseau* à impact limité aux fins de la norme PRC-012-2 à la date d'entrée en vigueur de celle-ci, et il est soumis à toutes ses exigences pertinentes.

Pour les *automatismes de réseau* existants, le délai de cinq années civiles de l'exigence E4 s'applique initialement à compter de la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2. Dans le cas d'un *automatisme de réseau* nouveau ou dont le fonctionnement est modifié, ce délai s'applique initialement

à compter de la date d'approbation de l'*automatisme de réseau* par le RC chargé de l'examen. Le délai de cinq années civiles a été choisi comme intervalle maximal entre les évaluations à partir des valeurs adoptées pour des exigences semblables dans les normes de fiabilité PRC-006, PRC-010 et PRC-014. On peut procéder plus tôt à l'évaluation de l'*automatisme de réseau* si l'on considère que des changements importants à la topologie de *réseau* ou à ses conditions d'exploitation peuvent remettre en question l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau*. Des changements dans le *réseau* peuvent aussi amener à reconsidérer les effets d'un *automatisme de réseau* à impact limité sur la fiabilité du BES ; l'alinéa 4.1.3 de l'exigence E4 demande explicitement de réévaluer périodiquement si la désignation « à impact limité » d'un *automatisme de réseau* est toujours justifiée (la façon de procéder à cette évaluation est laissée à la discrétion du PC). L'évaluation périodique d'un *automatisme de réseau* produit habituellement un des trois résultats suivants : 1) la confirmation que l'*automatisme de réseau* existant est adéquat ; 2) la description des correctifs à apporter à l'*automatisme de réseau* ; ou 3) la justification du retrait de l'*automatisme de réseau*.

Les conditions visées par l'évaluation (alinéas 4.1.1 à 4.1.5 de l'exigence E4) nécessitent des analyses de planification qui peuvent amener à modéliser le réseau de transport interconnecté afin d'évaluer la performance du BES. Le PC est l'entité fonctionnelle la mieux placée pour procéder à l'évaluation puisqu'il a une bonne vue d'ensemble de la planification dans une zone étendue. Dans l'intérêt de la fiabilité, le PC est tenu de transmettre les résultats de son évaluation à chaque *planificateur de réseau de transport (TP)* et PC concerné, ainsi qu'à chaque RC chargé de l'examen et entité propriétaire d'*automatisme de réseau*. Si l'*automatisme de réseau* recoupe les territoires de plusieurs PC, chaque PC concerné est tenu soit d'effectuer sa propre évaluation, soit de participer à une évaluation coordonnée.

Dans la version précédente (PRC-012-1) de la norme, l'alinéa 1.4 de l'exigence E1 stipule que « ...le fonctionnement intempestif d'un *automatisme de réseau* doit respecter les mêmes exigences de performance (TPL-001-0, TPL-002-0 et TPL-003-0) que pour la contingence visée par l'*automatisme de réseau*, et ne pas dépasser les limites prescrites à la norme TPL-003-0. » L'exigence E4 précise que le fonctionnement intempestif visé découle uniquement de la défektivité d'un seul des éléments de l'*automatisme de réseau*, ce qui amène à intégrer à la conception de l'*automatisme de réseau* des fonctions de sécurité qui empêcheront tout fonctionnement intempestif causé par la défektivité d'un seul élément. Pour le reste, conformément à l'alinéa 1.4 de l'exigence E1 de la norme PRC-012-1, l'*automatisme de réseau* doit être conçu de façon qu'un fonctionnement intempestif partiel ou complet causé par la défektivité d'un de ses éléments respecte les exigences de performance du *réseau* pour la contingence visée par l'*automatisme de réseau*.

Si l'*automatisme de réseau* a été installé en prévision d'un événement extrême spécifié dans la norme TPL-001-4 ou de certaines autres *contingences* ou conditions du *réseau* non définies dans la norme TPL-001-4 (donc sans exigences de performance), son fonctionnement intempestif doit quand même respecter les exigences minimales de performance du *réseau*. Toutefois, au lieu de renvoyer à la norme TPL-001-4, l'exigence E4 énonce directement les exigences de performance du *réseau* qu'un fonctionnement intempestif éventuel doit respecter. Les exigences de performance énoncées aux alinéas 4.1.4.1 à 4.1.4.5 sont celles qui sont communes à tous les événements de planification (P0 à P7) traités dans la norme TPL-001-4.

Justification de l'exigence E5 : Le fonctionnement correct d'un *automatisme de réseau* est important pour le maintien de la fiabilité et de l'intégrité du BES. Tout fonctionnement incorrect indique que l'efficacité ou la coordination de l'*automatisme de réseau* a été compromise. Par conséquent, chaque fonctionnement d'un *automatisme de réseau* et chaque non-fonctionnement dans une situation où il aurait dû fonctionner doivent être analysés afin de déterminer si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec ses caractéristiques de conception.

L'analyse de la performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* vise : 1) à vérifier si le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* concorde bien avec sa conception à la mise en service ; ou 2) à découvrir les lacunes de l'*automatisme de réseau* qui se sont manifestées dans son fonctionnement incorrect ou encore son non-fonctionnement dans une situation prévue.

Le délai de 120 jours civils complets pour l'analyse de performance opérationnelle d'un *automatisme de réseau* correspond au délai prescrit à l'exigence E1 de la norme PRC-004-4 pour l'enquête sur le *fonctionnement incorrect d'un système de protection*. Dans l'intérêt de la fiabilité, chaque entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit transmettre les résultats d'analyse de performance opérationnelle à son ou ses RC chargés de l'examen si l'analyse révèle une lacune.

Les entités propriétaires de l'*automatisme de réseau* peuvent avoir besoin de collaborer avec le TP concerné pour réaliser une analyse de performance opérationnelle approfondie. En effet, l'analyse de performance opérationnelle nécessite de vérifier que l'*automatisme de réseau* a été déclenché adéquatement (alinéa 5.1.1), qu'il a fonctionné comme prévu (alinéa 5.1.2) et que la réaction du BES (alinéas 5.1.3 et 5.1.4) correspond bien à la conception de l'*automatisme de réseau*. Si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, il serait souhaitable que celles-ci collaborent pour réaliser et soumettre une seule analyse de performance opérationnelle coordonnée.

Justification de l'exigence E6 : Les lacunes découvertes lors de l'évaluation périodique de l'*automatisme de réseau* réalisée par le PC selon l'exigence E4, lors de l'analyse de performance opérationnelle effectuée par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* selon l'exigence E5 ou lors de l'essai fonctionnel effectué par l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* selon l'exigence E8 présentent un risque potentiel pour la fiabilité du BES. Afin d'atténuer ce risque, l'exigence E6 stipule que chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* doit élaborer un *plan d'actions correctives (CAP)* visant à corriger toute lacune. Le CAP indique les mesures correctives et précise leur calendrier de mise en œuvre. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* peut demander à d'autres entités, comme son TP ou son PC, de l'aider dans l'élaboration du CAP ; cependant, la conformité à cette exigence incombe toujours à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau*.

Si le CAP indique que le fonctionnement de l'*automatisme de réseau* doit être modifié, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit fournir au RC chargé de l'examen l'information spécifiée à l'annexe 1 avant de pouvoir mettre en service l'*automatisme de réseau* modifié, conformément à l'exigence E1.

Selon la complexité des lacunes signalées, l'élaboration du CAP peut nécessiter des analyses, des études d'ingénierie ou des services-conseils. Un délai maximal de six mois civils est prévu pour donner à l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* le temps d'élaborer le CAP avec les collaborations nécessaires. Idéalement, si un *automatisme de réseau* a plusieurs entités propriétaires, celles-ci devraient collaborer afin d'élaborer et de présenter un CAP commun.

Justification de l'exigence E7 : L'exigence E7 demande à chaque entité propriétaire d'*automatisme de réseau* de mettre en œuvre son CAP, élaboré selon l'exigence E6 afin de corriger les lacunes décelées selon les exigences E4, E5 ou E8. Par définition, un CAP est « une liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ». La mise en œuvre d'un CAP bien conçu permet de corriger la ou les lacunes de l'*automatisme de réseau* dans les meilleurs délais. Chaque RC chargé de l'examen doit être avisé en cas de changement dans les mesures correctives du CAP ou dans leur calendrier, ainsi qu'à l'achèvement du CAP.

Justification de l'exigence E8 : Étant donné la grande variété des *automatismes de réseau* quant à leur conception et à leur mise en œuvre, ainsi que leur potentiel d'impact sur la fiabilité du BES, il est important de les soumettre à des essais fonctionnels périodiques. Un essai fonctionnel permet de

confirmer que l'*automatisme de réseau* fonctionne conformément à ses critères de conception ; il permet aussi de vérifier le bon fonctionnement des éléments de l'*automatisme de réseau* qui ne font pas partie d'un *système de protection* (composants de commande) et qui ne sont pas visés par la norme PRC-005. Les composants de *système de protection* qui font partie d'un *automatisme de réseau* sont soumis aux exigences d'entretien de la norme PRC-005.

L'intervalle de six ou douze années civiles (qui commence à la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 selon son plan de mise en œuvre) représente un compromis entre, d'une part, les ressources requises pour effectuer les essais et, d'autre part, les impacts potentiels sur la fiabilité du *BES* qui découleraient de défaillances latentes non décelées, susceptibles de causer un fonctionnement incorrect de l'*automatisme de réseau*. Des intervalles plus longs augmenteraient indûment les risques liés aux défaillances latentes. L'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* est l'entité la mieux placée pour établir les procédures et le calendrier d'essai étant donné sa connaissance étendue de la conception de l'*automatisme de réseau*, de son installation et de son fonctionnement. Les essais fonctionnels peuvent être effectués de bout en bout (essai intégral) ou par segment ; dans ce dernier cas, chacun des segments de l'*automatisme de réseau* doit être mis à l'essai. Le fait de pouvoir mettre à l'essai individuellement des segments qui se chevauchent permet de simplifier le calendrier d'entretien et d'interruptions.

L'intervalle maximal admissible entre les essais fonctionnels est de six années civiles pour les *automatismes de réseau* qui n'ont pas la désignation « à impact limité », et de douze années civiles pour ceux qui ont cette désignation. L'intervalle commence à la date de l'essai réussi le plus récent pour un segment ou pour l'intégralité de l'*automatisme de réseau*. La réussite d'un essai de segment remet à zéro l'intervalle d'essai pour ce segment seulement. Un bon fonctionnement d'un *automatisme de réseau* peut être compté comme un essai fonctionnel pour les segments de l'*automatisme de réseau* qui ont effectivement fonctionné (la conformité à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 doit être documentée). Si un événement entraîne un fonctionnement correct mais partiel de l'*automatisme de réseau*, les segments qui n'ont pas fonctionné doivent être soumis à des essais fonctionnels séparés avant la fin de l'intervalle d'essai maximal qui a commencé à la date du précédent essai réussi pour ces segments.

Justification de l'exigence E9 : La base de données sur les *automatismes de réseau* regroupe l'information sur tous les *automatismes de réseau* en service dans une *zone de fiabilité*. Cette base de données permet au *RC* de fournir à d'autres entités de l'information de haut niveau sur des *automatismes de réseau* existants qui pourraient éventuellement influencer sur les activités d'exploitation ou de planification de ces entités. L'annexe 3 spécifie l'information minimale qui doit y être versée pour chaque *automatisme de réseau*, notamment un résumé des conditions de déclenchement de l'*automatisme de réseau*, des actions correctives et des problèmes de *réseau* auxquels on cherche à remédier. Cette information permet à toute entité d'évaluer le besoin de fiabilité qui peut l'amener à demander une information plus détaillée aux entités propriétaires d'*automatisme de réseau* dont les coordonnées figurent dans la base de données. Le *RC* est l'entité la mieux placée pour tenir à jour cette base de données, puisqu'il reçoit l'information voulue lorsqu'un *automatisme de réseau* nouveau ou modifié est soumis pour examen. Le délai de douze mois civils concorde avec la pratique courante dans l'industrie ; il donne au *RC* suffisamment de temps pour recueillir l'information appropriée auprès des entités propriétaires d'*automatisme de réseau* et mettre à jour la base de données.

Annexe PRC-012-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-012-2 – Automatismes de réseau

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020
 - 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : 1^{er} janvier 2021
Les exigences sont mises en application aux dates indiquées dans le tableau suivant :

Exigence	Date de mise en application
E1, E2, E3, E5, E6 et E7	1 ^{er} juillet 2023
E4	1 ^{er} juillet 2025
E8	<ul style="list-style-type: none">• 1^{er} juillet 2026 : date limite pour la réalisation d'un premier essai des <i>automatismes de réseau</i> qui ne sont pas désignés comme étant à impact limité.• 1^{er} juillet 2032 : date limite pour la réalisation d'un premier essai des <i>automatismes de réseau</i> qui sont désignés comme étant à impact limité.
E9	1 ^{er} juillet 2023 : date limite pour l'établissement d'une base de données pour les <i>automatismes de réseau</i> .

B. Exigences et mesures

Remplacer toutes les références au terme « BES » par « RTP ».

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-012-2 – Automatismes de réseau**

À l'alinéa 4.1.5., l'expression « exigences de performance » est identique à « critères de comportement » définie dans la norme de fiabilité TPL-001-4.

Disposition particulière applicable à l'exigence E8 :

L'exigence E8. s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les *automatismes de réseau* installés avant la date d'entrée en vigueur de la norme pour lesquels l'exigence E8 est remplacée par le texte suivant :

E8. À moins d'avoir obtenu une exception pour raison technique d'un essai fonctionnel du responsable de la surveillance de l'application des normes, chaque entité propriétaire d'un *automatisme de réseau* doit participer à un essai fonctionnel de chacun de ses *automatismes de réseau* afin de vérifier la performance globale de celui-ci ainsi que le bon fonctionnement des éléments qui ne font pas partie des *systèmes de protection* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- au moins une fois toutes les six années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* non désignés comme étant à impact limité ; ou
- au moins une fois toutes les douze années civiles complètes, pour tous les *automatismes de réseau* désignés comme étant à impact limité.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Remplacer toutes les références au terme « BES » par « RTP ».

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-012-2 – Automatismes de réseau**

Annexe 2

Remplacer toutes les références au terme « *BES* » par « *RTP* ».

Annexe 3

Aucune disposition particulière

Justification technique

Remplacer toutes les références au terme « *BES* » par « *RTP* ».

Page 23, remplacer le troisième paragraphe par celui-ci (modifications soulignées) :

Pour pouvoir demander au *RC* chargé de l'examen de désigner un *automatisme de réseau* existant (mis en œuvre avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2) comme étant à impact limité, l'entité propriétaire de l'*automatisme de réseau* doit préparer et soumettre l'information prescrite à l'annexe 1, notamment la justification technique (les évaluations) que le *réseau* répond aux exigences de performance (alinéa 4.1.3 de l'exigence E4) en cas de défectuosité ou de défaillance, respectivement, d'un élément de l'*automatisme de réseau*.

Page 26, remplacer le cinquième paragraphe par celui-ci (modifications soulignées) :

La sécurité est une autre composante de la notion de fiabilité ; elle indique la confiance que l'appareil n'interviendra pas de façon intempestive. Le fonctionnement intempestif d'un *automatisme de réseau* déclenche une action programmée sans que les conditions d'armement soient remplies, ou en dehors de la ou des *contingences* ou conditions de *réseau* spécifiées. Typiquement, un *automatisme de réseau* commande un délestage de charge, un rejet de production ou une reconfiguration du *réseau* ; de telles actions, si elles surviennent de façon injustifiée, sont néfastes et peuvent compromettre la sécurité du *réseau*. Le pire scénario de fonctionnement intempestif est celui où toutes les actions programmées de l'*automatisme de réseau* sont déclenchées. Si la performance du *réseau* est encore conforme à l'alinéa 4.1.4 de l'exigence E4 de la norme PRC-012-2, aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est requise. Des moyens de renforcement de la sécurité intrinsèque d'un *automatisme de réseau* comme des logiques de décision sont des mesures d'atténuation acceptables contre les fonctionnements intempestifs.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production
2. **Numéro :** PRC-019-2
3. **Objet :** Vérifier la coordination des dispositifs de régulation de tension, des limiteurs, des caractéristiques d'équipement et des réglages des *systèmes de protection* des *installations* de production et des compensateurs synchrones.
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 compensateurs synchrones
 - 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 individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production-transport d'électricité* ;
 - 4.2.2 compensateur synchrone individuel 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 comportant un ou plusieurs groupes de production raccordés au *système de production-transport d'électricité* par un jeu de barres commun et dont la production totale dépasse 75 MVA (puissance nominale brute combinée) ;
 - 4.2.3.1 cet élément inclut les groupes de production individuels des *ressources de production décentralisées* visées par l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité* si la régulation de tension de l'*installation* est effectuée uniquement au niveau des groupes de production individuels de la *ressource de production décentralisée* ;
 - 4.2.4 toute installation de production, sans égard à sa taille, qui est désignée comme un groupe à démarrage autonome dans le plan de remise en charge d'un *exploitant de réseau de transport*.
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-019-2.

B. Exigences

E1. À intervalles d'au plus cinq années civiles, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit coordonner les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en service¹) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection* appropriés. [*Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

1.1 En supposant un fonctionnement normal de la boucle de régulation de tension et des conditions d'exploitation en régime permanent du réseau, vérifier les éléments de coordination suivants pour chaque *installation* visée :

1.1.1. les limiteurs en service doivent être réglés de manière à intervenir avant le *système de protection* de l'*installation* visée afin d'éviter tout débranchement inutile du groupe de production ;

1.1.2. les dispositifs de *système de protection* en service pertinents doivent être réglés de manière à intervenir pour isoler ou mettre hors tension l'équipement afin de limiter l'étendue des dommages lorsque les conditions d'exploitation dépassent les caractéristiques ou les limites de stabilité de l'équipement.

E2. Dans les 90 jours civils suivant la constatation ou la mise en place de modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages susceptibles d'influer sur la coordination décrite à l'exigence E1, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit procéder à la coordination décrite à l'exigence E1. Les modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages comprennent, entre autres, les suivantes : [*Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- modifications aux réglages ou à l'équipement de régulation de tension ;
- modifications aux réglages ou aux composants de *système de protection* ;
- modifications aux caractéristiques de l'équipement de production ou de compensateur synchrone ;
- modifications aux transformateurs élévateurs de l'équipement de production ou de compensateur synchrone.

C. Mesures

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives (dont des exemples sont présentés à la section G de la norme PRC-019) attestant qu'il a coordonné les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en service²) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection*, conformément à l'exigence E1. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que la coordination a été effectuée.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives attestant que la coordination rendue nécessaire par les événements indiqués à l'exigence E2 a été effectuée. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que l'intervalle de temps prescrit à l'exigence E2 a été respecté.

-
1. Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.
 2. Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des 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 de conformité 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 production* ou le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver pendant six ans une preuve de conformité aux exigences E1 et E2 et aux mesures M1 et M2.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* est jugé non conforme à une exigence, l'entité 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 le rapport du dernier audit périodique ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

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

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 4 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles et 4 mois, mais d'au plus 5 années civiles et 8 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles et 8 mois, mais d'au plus 5 années civiles et 12 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles et 12 mois après la coordination précédente.
E2	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 100 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 100 jours civils mais d'au plus 110 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 110 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.

E. Différences régionales

Aucune.

Norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

F. Documents connexes

- «°Underexcited Operation of Turbo Generators°», AIEE Proceedings T Section 881, Volume 67, 1948, Appendix 1, C. G. Adams and J. B. McClure
- «°Protective Relaying For Power Generation Systems°», Boca Raton, FL, Taylor & Francis, 2006, Reimert, Donald
- «°Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability°», a report of Working Group J5 of the IEEE PSRC Rotating Machinery Subcommittee
- «°IEEE C37.102-2006 IEEE Guide for AC Generator Protection°»
- «°IEEE C50.13-2005 IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above°»

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouveau
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-019-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016)	
2	12 février 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 : L'applicabilité a été révisée afin de clarifier l'application des exigences aux <i>ressources de production décentralisées</i> du <i>BES</i>
2	29 mai 2015	Lettre d'ordonnance du dossier RD15-3-000 de la FERC approuvant la norme PRC-019-2.	Modifications afin d'ajuster l'applicabilité aux propriétaires de <i>ressources de production décentralisées</i>

G. Référence

Exemples de coordination

La preuve que la coordination prescrite à l'exigence E1 a été effectuée peut prendre l'une des formes suivantes :

- graphique P-Q (exemple à l'annexe 1) ;
- graphique R-X (exemple à l'annexe 2) ;
- graphique de temporisation inverse (exemple à l'annexe 3) ;
- tableaux équivalents ou autre preuve.

Norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Ces pièces justificatives doivent indiquer les caractéristiques de l'équipement et la plage de fonctionnement des limiteurs et des fonctions de protection.

Les limites des équipements, les types de limiteur et les fonctions de protection dont la coordination peut être nécessaire comprennent, notamment :

- les limiteurs de surexcitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de surintensité d'onduleur et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de sous-excitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- la puissance réactive de groupe de production ou de compensateur synchrone ;
- les limiteurs d'induction magnétique V/Hz et les fonctions de protection associées ;
- les réglages de système de protection contre les surtensions de stator ;
- la caractéristique tension/fréquence de groupe de production et de transformateur ;
- la caractéristique temps/courant de champ ou temps/courant de stator.

Remarque : La liste ci-dessus n'est présentée qu'à titre indicatif. La présente norme n'exige l'installation ou l'activation d'aucune des fonctions de limitation ou de protection ci-dessus.

Dans l'exemple qui suit, la limite de stabilité statique (LSS) est la limite de la stabilité synchrone dans la région de sous-excitation avec un courant de champ fixe.

Sur un graphique P-Q, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production, X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, et V_g la tension aux bornes du groupe de production (toutes les valeurs étant exprimées par unité), on peut calculer la LSS comme un arc centré sur l'axe Q, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

$$C = V_g^2/2 \times (1/X_s - 1/X_d)$$

$$R = V_g^2/2 \times (1/X_s + 1/X_d)$$

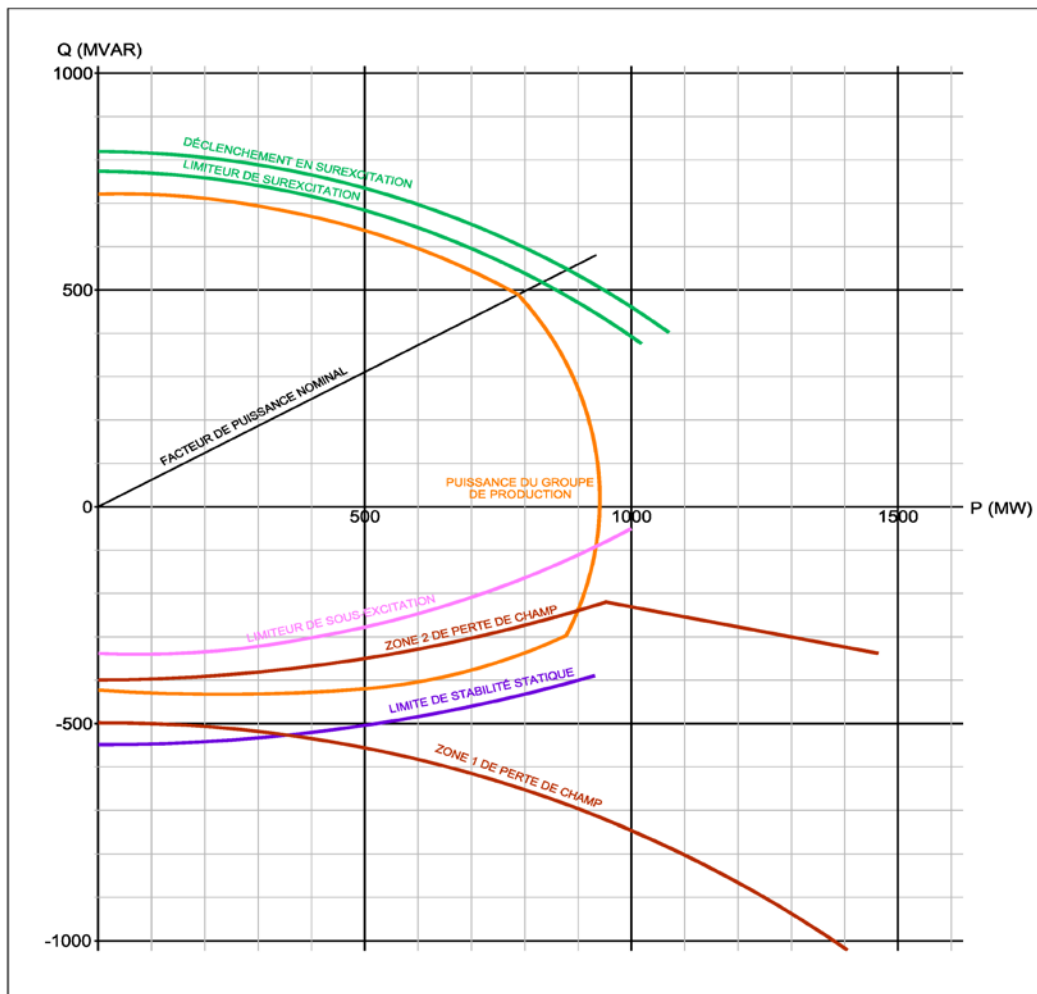
Sur un graphique R-X, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production et X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, la LSS est un arc centré sur l'axe X, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

$$C = (X_d - X_s)/2$$

$$R = (X_d + X_s)/2$$

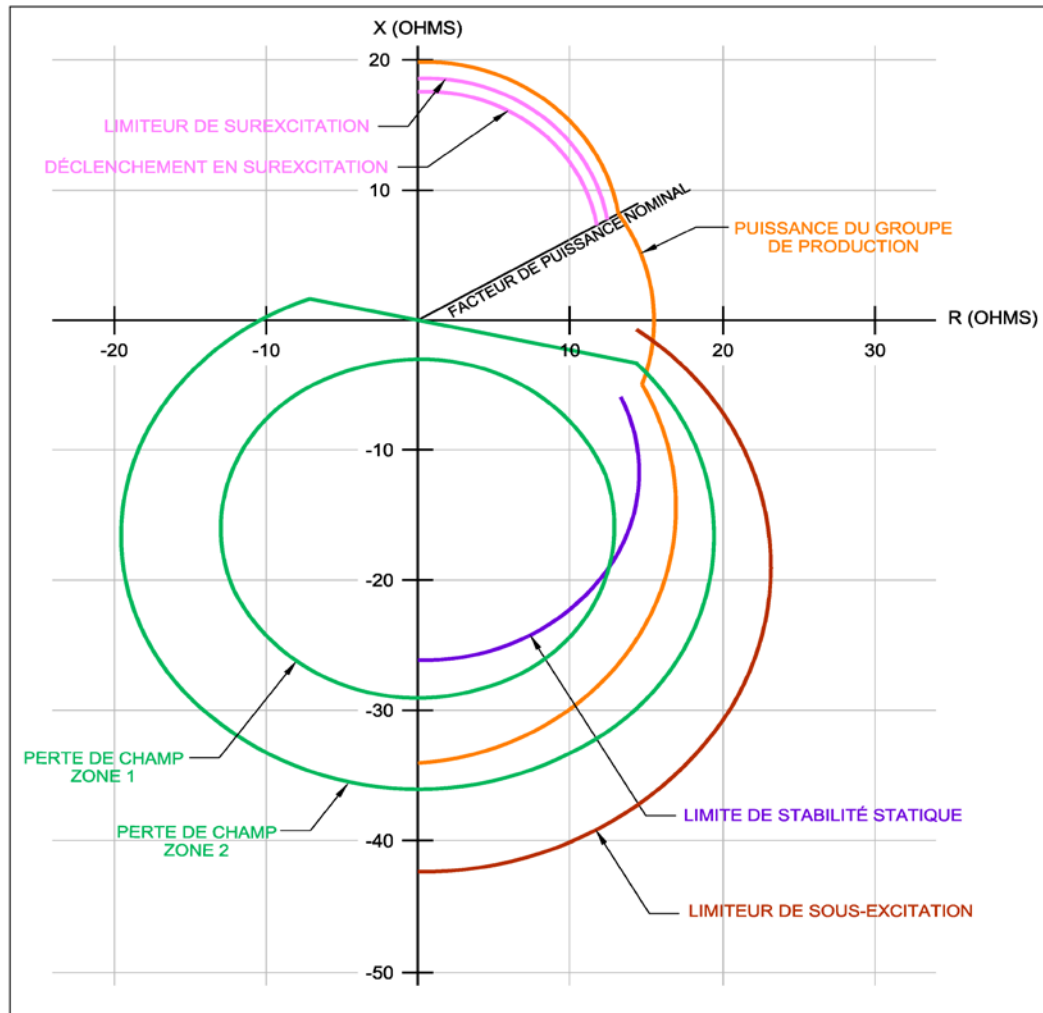
Section G – Annexe 1

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique P-Q à la tension et à la fréquence nominales



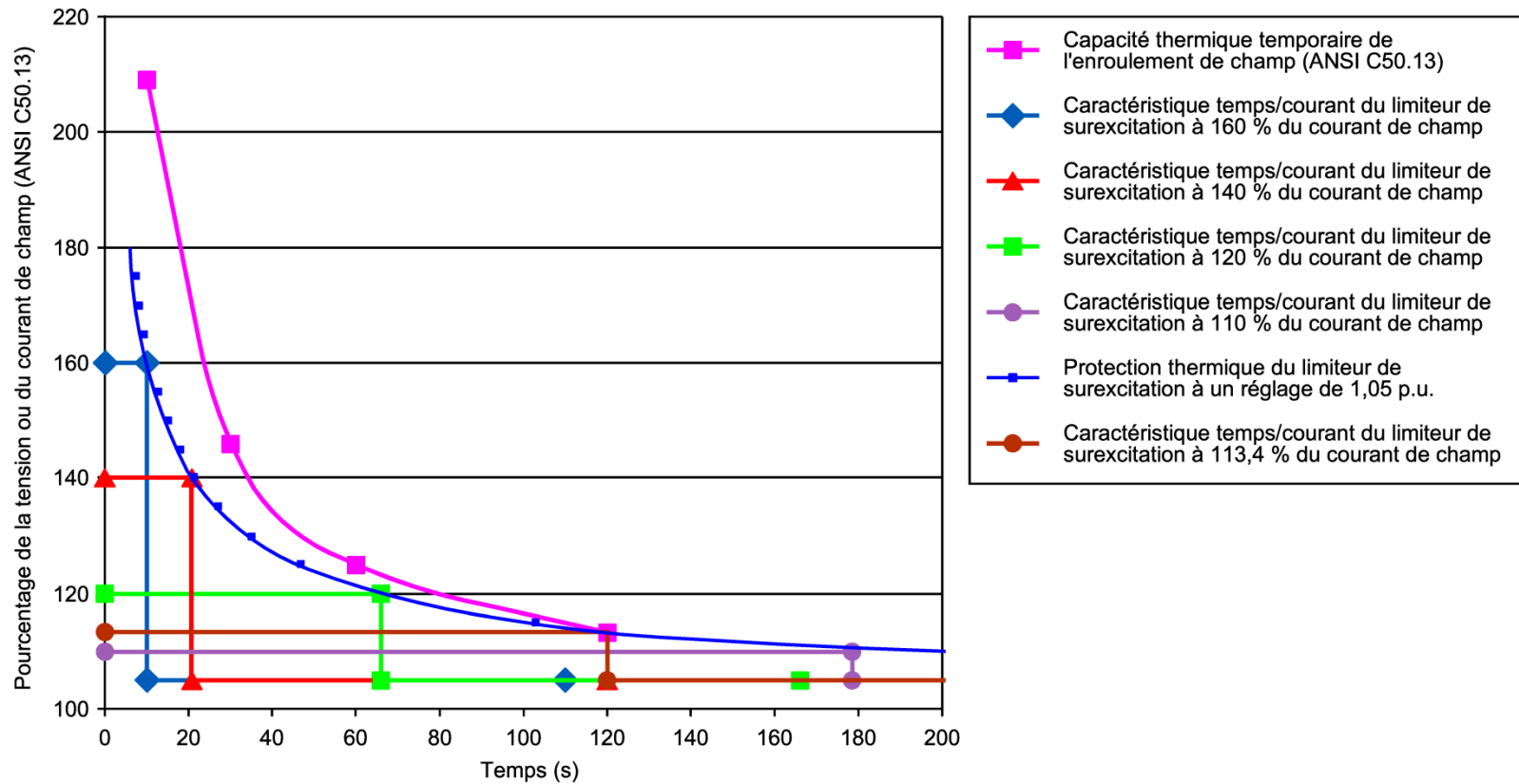
Section G – Annexe 2

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique R-X à la tension et à la fréquence nominales



Section G – Annexe 3

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique de temporisation



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 de l'alinéa 4.2.3.1 de la section Installations

Dans le cas des *installations de ressources de production décentralisées* qui régulent la tension uniquement au niveau des groupes de production individuels, l'équipe de rédaction estime que la coordination devrait se faire à ce niveau. Pour ces *installations*, on doit considérer les *systèmes de protection* au niveau des groupes de production individuels, et leur compatibilité en fonction des limites réactives et de tension des groupes. Si la régulation de tension est effectuée au niveau de la production combinée, l'applicabilité est déjà incluse dans l'alinéa 4.2.3 de la section Installations.

Annexe PRC-019-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

Seules les sections suivantes sont modifiées :

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 visée par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020

5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : 1^{er} janvier 2021

Les dates de mise en application sont celles de la norme PRC-019-1 :

Exigences	Applicabilité aux installations visées raccordées au RTP	Applicabilité aux installations visées non raccordées au RTP	Date de mise en application au Québec
E1 et E2	Au moins 40 % de ses installations visées	Au moins 15% des installations visées	1 ^{er} octobre 2017
	Au moins 60 % de ses installations visées	Au moins 50% des installations visées	1 ^{er} octobre 2018
	Au moins 80 % de ses installations visées	Au moins 75% des installations visées	1 ^{er} octobre 2019
	100 % de ses installations visées	100% des installations visées	1 ^{er} janvier 2021

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension
et des protections des groupes ou des centrales de production**

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Référence

Aucune disposition particulière

Section G – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Section G – Annexe 2

Aucune disposition particulière

Section G – Annexe 3

Annexe PRC-019-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-4
3. **Objet :** Les réglages des relais de protection ne doivent pas restreindre la capacité de charge de transport, ne doivent pas nuire à la capacité des répartiteurs de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité des réseaux, et doivent être établis pour assurer la détection fiable de toutes les situations de défaut et pour protéger le réseau électrique contre ces défauts.

4. Applicabilité

4.1. Entités fonctionnelles

- 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-4 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-4 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.3 *Distributeur* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-4 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*), pourvu que ces circuits aient une capacité de transit bidirectionnel.
- 4.1.4 *Coordonnateur de la planification*.

4.2. Circuits

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5

- 4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.
- 4.2.1.2 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.4 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.
- 4.2.1.5 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension d'entre 100 et 200 kV et qui sont sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6

4.2.2.1 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du BES, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Dates d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre pour la révision de la définition du terme *automatisme de réseau*.

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes les situations de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* saisonnières d'un circuit (exprimée en ampères) pour la durée de charge définie qui est le plus près de 4 heures.
2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* sur 15 minutes saisonnières d'un circuit¹ (exprimée en ampères).
3. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la capacité de transfert de puissance théorique maximale (en utilisant un angle de 90 degrés entre les tensions de départ et d'arrivée et soit une réactance ou une impédance complexe) du circuit (exprimée en ampères), en utilisant l'un des éléments suivants pour effectuer le calcul du transfert de puissance :
 - une source infinie (impédance de source nulle) avec une tension de 1,00 p.u. au jeu de barres à chaque extrémité de la ligne ;

1. Lorsque des caractéristiques assignées sur 15 minutes ont été calculées et publiées pour l'exploitation en temps réel, elles peuvent être utilisées pour définir l'exigence de capacité de charge relative aux relais de protection.

- une impédance à chaque extrémité de la ligne qui représente l'impédance de source réelle du réseau, avec une tension de 1,05 p.u. en amont de chaque impédance de source.
4. Régler les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la capacité de transfert de puissance maximale de la ligne, établie comme étant la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée du condensateur série ;
 - 115 % de la capacité de transfert de puissance maximale du circuit (exprimée en ampères), calculée conformément au critère 3 de l'exigence E1 en utilisant la réactance inductive totale de la ligne.
 5. Régler les relais de lignes de transport d'un réseau à faible source de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 170 % de l'amplitude maximale de défaut triphasé à l'extrémité de la ligne (exprimée en ampères).
 6. Inutilisé.
 7. Régler les relais de ligne de transport associés aux bornes d'un centre de consommation éloigné des centrales de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et la source de production, quelle que soit la configuration du réseau.
 8. Régler les relais de ligne de transport du côté réseau des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre le réseau et la charge, quelle que soit la configuration du réseau.
 9. Régler les relais de ligne de transport du côté charge des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et le réseau, quelle que soit la configuration du réseau.
 10. Régler les relais de protection des transformateurs contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable du transformateur inscrite sur la plaque signalétique (exprimée en ampères), y compris la caractéristique assignée avec refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;
 - 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant.
 - 10.1 Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas

le transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excèdent la capacité de tenue mécanique² du transformateur.

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :
 - Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à une surcharge égale ou supérieure à 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable inscrite sur la plaque signalétique ou à 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant d'effectuer des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
 - Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile de surface réglée à une température d'au moins 100 °C, ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé réglée à une température³ d'au moins 140 °C.
 12. Lorsque la capacité désirée d'une ligne de transport est limitée par l'exigence de protéger adéquatement la ligne de transport, régler les relais de distance de la ligne de transport à un maximum de 125 % de l'impédance apparente (selon l'angle d'impédance de la ligne de transport) moyennant les contraintes ci-dessous :
 - a. Régler l'angle de couple maximal (MTA) à 90 degrés ou à la valeur la plus élevée admise par le fabricant.
 - b. Évaluer la capacité de charge des relais en ampères à leur seuil de déclenchement à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de déphasage du facteur de puissance de 30 degrés.
 - c. Inclure un élément de réglage de relais d'une valeur égale à 87 % du courant calculé selon le critère 12 de l'exigence E1 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit.
 13. Pour tout autre cas qui impose des limites à la capacité utile d'un circuit, régler les relais de protection de phase de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de ces limites.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit régler ses éléments de blocage sur perte de synchronisme de manière à permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défaut survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de lignes de transport effectuée conformément à l'exigence E1. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites aux critères 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit considérer la capacité de circuit calculée comme étant les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification, de l'exploitant de réseau de transport et*

2. Représentée par la ligne pointillée dans la norme IEEE C57, 109-1993, *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration*, article 4.4, figure 4.

3. La norme IEEE C57.91 précise que les transformateurs doivent être conçus pour résister à une température de point chaud d'enroulement de 180 °C (tableaux 7 et 8) et l'annexe A avertit qu'il peut y avoir formation de bulles au-dessus de 140 °C.

du *coordonnateur de la fiabilité* quant à la capacité de circuit calculée. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport doit fournir au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant de réseau de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés à ces relais de ligne de transport au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit fournir une liste à jour des circuits associés à ces relais à son *entité régionale* au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à l'ERO de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, en utilisant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-4 pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les *propriétaires d'installation de transport, les propriétaires d'installation de production et les distributeurs* doivent se conformer aux exigences E1 à E5. Le *coordonnateur de la planification* doit : [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 6.1** tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-4, conformément aux dispositions de l'annexe B, qui précise notamment la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B de la norme PRC-023-4 ;
- 6.2** fournir la liste des circuits à tous les *entités régionales, coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production et distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.

C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun de ses relais de transport est réglé conformément à l'un des critères 1 à 13 de l'exigence E1, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple des courbes de coordination ou des résumés de calculs) attestant que les relais réglés conformément au critère 10 n'exposent pas le transformateur associé à des niveaux et à des durées de défaut excédant les seuils établis dans la présente norme. (E1)
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun des éléments de blocage sur perte de synchronisme est réglé pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défaut survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport effectuée conformément à l'exigence E1. (E2)

- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* ayant des relais de transport réglés conformément au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou une base de données des *caractéristiques assignées d'installations*), attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les *caractéristiques assignées d'installation* résultantes ont été acceptées par le *coordonnateur de la planification, l'exploitant de réseau de transport et le coordonnateur de la fiabilité*. (E3)
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 2 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni au *coordonnateur de la planification, à l'exploitant de réseau de transport et au coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés aux relais de ligne de transport dans les délais prescrits. La liste à jour peut être une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E4)
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni une liste à jour des circuits correspondants à l'*entité régionale* dans les délais prescrits. La liste à jour peut être une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E5)
- M6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des résultats d'analyse des écoulements de puissance, des résumés de calculs ou des rapports d'étude) attestant qu'il a utilisé les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-4 pour déterminer les circuits situés dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit détenir une liste datée de ces circuits ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni cette liste à tous les *coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, distributeurs et entités régionales* à l'intérieur de sa zone de planification dans les délais prescrits. (E6)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des données

Le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production, le distributeur et le coordonnateur de la planification* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le *responsable des mesures pour assurer la conformité* leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver la documentation attestant leur conformité aux exigences E1 à E5 durant une période de trois années civiles.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la documentation relative à la plus récente évaluation effectuée conformément à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la plus récente liste des circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la présente norme, conformément à l'exigence E6.

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

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du plus récent audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou 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 des non-conformités

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes les situations de défaut.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.</p>
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable a omis de s'assurer que ses éléments de blocage sur perte de synchronisme sont réglés de manière à permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défaut survenant dans les conditions de charge utilisées pour évaluer la capacité de charge des relais de ligne de transport conformément à l'exigence E1.</p>

Norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 n'a pas considéré la capacité de circuit calculée comme étant la <i>caractéristique assignée d'installation</i> du circuit.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas reçu l'accord du <i>coordonnateur de la planification</i>, de l'<i>exploitant de réseau de transport</i> et du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> quant à la capacité de circuit calculée.</p>
E4	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni au <i>coordonnateur de la planification</i>, à l'<i>exploitant de réseau de transport</i> et au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> une liste à jour des circuits ayant des relais de ligne de transport réglés selon le critère 2 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni à l'<i>entité régionale</i> une liste à jour des circuits ayant des relais de ligne de transport réglés selon le critère 12 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E6	Sans objet	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais avec un intervalle de plus de 15 mois et de moins de 24 mois entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il n'a pas précisé l'année civile au cours de laquelle commencent à s'appliquer les critères de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais avec un intervalle de 24 mois ou plus entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 46 et 60 jours après son établissement ou sa mise à jour. (6.2)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'utiliser les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas tenu à jour la liste des circuits déterminés conformément à l'exigence E6. (6.1)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères</p>

Norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 , mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> , aux <i>propriétaires d'installation de transport</i> , aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 31 et 45 jours après son établissement ou sa mise à jour. (6.2)		de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait à l'alinéa 6.1, mais il a omis de fournir la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> , aux <i>propriétaires d'installation de transport</i> , aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après l'avoir établie ou mise à jour. (6.2) OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de déterminer les circuits de sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme.

E. Différences régionales

Aucune.

F. Document technique de référence supplémentaire

1. Le document ci-après constitue un supplément explicatif à la norme. Il contient la justification technique des exigences de cette norme. Il présente des exemples de méthodes à titre d'illustration seulement, sans exclure l'utilisation d'autres méthodes comparables sur le plan technique.

Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings, version 1.0, juin 2008, préparé par le groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) du comité de planification de la NERC. Document en ligne à l'adresse suivante : http://www.nerc.com/fileUploads/File/Standards/Relay_Loadability_Reference_Doc_Clean_Final_2008July3.pdf

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	12 février 2008	Approbation par le Conseil d'administration	Nouvelle norme
1	19 mars 2008	Coquille corrigée dans la dernière phrase relative au niveau de gravité critique d'une non-conformité pour l'exigence E3 : « then » doit se lire « than » dans la version anglaise	Erratum
1	18 mars 2010	Approbation par la FERC	
1	Dépôt pour approbation le 19 avril 2010	Facteur de risque de la non-conformité pour l'exigence E3 changé de « moyen » à « élevé » Niveau de gravité de la non-conformité pour les exigences E1, E2 et E3 changé à « critique » (critère binaire), conformément à l'Ordonnance 733	Révision
2	10 mars 2011 Approbation par le Conseil d'administration	Révision pour tenir compte du premier ensemble de directives énoncées dans l'Ordonnance 733 de la FERC	Révision (Projet 2010-13)
2	15 mars 2012	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-023-2 (l'approbation entre en vigueur le 7 mai 2012)	

Norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Demande SAR supplémentaire visant à clarifier l'applicabilité afin d'assurer la cohérence avec la norme PRC-025-1, plus d'autres corrections mineures.
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
4	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-023-4. Dossier RM15-13-000.	

PRC-023-4 – Annexe A

1. La présente norme porte sur les fonctions de protection qui peuvent provoquer un déclenchement, avec ou sans temporisation sur un courant de charge, notamment :
 - 1.1. distance de phases ;
 - 1.2. déclenchement sur perte de synchronisme ;
 - 1.3. enclenchement sur défaut ;
 - 1.4. relais de surintensité ;
 - 1.5. systèmes de protection s'appuyant sur des communications, notamment :
 - 1.5.1 permissif à portée étendue (POTT) ;
 - 1.5.2 permissif à portée réduite (PUTT) ;
 - 1.5.3 blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - 1.5.4 déblocage par comparaison directionnelle (DCUB).
 - 1.6. éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes utilisant le courant et la communication (fil pilote, comparaison de phases et courant différentiel de ligne) et ayant la capacité de provoquer un déclenchement lors d'une perte de communication.
2. Les systèmes de protection suivants ne sont pas visés par les exigences de la présente norme :
 - 2.1. éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaut d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :
 - éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
 - éléments qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication, à l'exception de ceux visés à l'alinéa 1.6 ;
 - 2.2. systèmes de protection conçus pour la détection de fuites à la terre ;
 - 2.3. systèmes de protection conçus pour la protection pendant des oscillations stables de puissance ;
 - 2.4. inutilisé ;
 - 2.5. éléments de relais utilisés uniquement pour des *automatismes de réseau* mis en œuvre et approuvés selon les normes de fiabilité NERC PRC-012 à PRC-017 ou leurs versions ultérieures ;
 - 2.6. systèmes de protection conçus uniquement pour intervenir dans des délais donnant à l'opérateur au moins 15 minutes pour réagir en cas de surcharge ;
 - 2.7. relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées d'installation* dynamiques ;
 - 2.8. éléments de relais associés à des lignes à courant continu ;
 - 2.9. éléments de relais associés aux transformateurs de convertisseurs à courant continu.

PRC-023-4 – Annexe B

Circuits à évaluer

- Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV;
- lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et qui font partie du *système de production-transport d'électricité*.

Critères

Lorsque l'un des critères ci-dessous s'applique à un circuit, l'entité visée doit se conformer à la norme pour ce circuit.

- B1.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une interface de transit permanente de l'Interconnexion de l'Est, un chemin de transfert important de l'Interconnexion de l'Ouest selon la définition de l'*entité régionale* ou une *installation* surveillée comparable de l'Interconnexion du Québec, qui a été inclus en raison de préoccupations relatives à la fiabilité liées à la charge de ce circuit, comme l'a confirmé le *coordonnateur de la planification* concerné.
- B2.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL), déterminée dans l'horizon de planification conformément à la norme FAC-010.
- B3.** Le circuit constitue un chemin (avec l'accord de l'*exploitant d'installation de production* et de l'entité de transport) assurant l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire, conformément aux *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire (NPIR)* de la norme NUC-001.
- B4.** Le circuit est désigné au moyen de la séquence ci-dessous d'analyses des écoulements de puissance⁴ effectuées par le *coordonnateur de la planification* pour l'horizon de planification de un à cinq ans :
 - a.** Simuler des contingences doubles sélectionnées selon des principes d'ingénierie, sans ajustement manuel au réseau entre les deux contingences (reflétant une situation dans laquelle le *répartiteur* n'aurait peut-être pas le temps d'apporter les ajustements au réseau entre les deux contingences).
 - b.** Dans le cas des circuits exploités entre 100 et 200 kV, évaluer la charge postcontingence, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, par rapport à un seuil établi en fonction des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et utilisé dans l'étude d'écoulement de puissance par le *coordonnateur de la planification*.
 - c.** Lorsque plusieurs *caractéristiques assignées d'installation* peuvent être utilisées pour un circuit dans l'étude d'écoulement de puissance, baser le seuil de sélection sur les *caractéristiques assignées d'installation* qui correspondent à la durée de charge qui est le plus près de quatre heures.
 - d.** Le seuil de sélection du circuit varie selon la durée de charge hypothétique utilisée pour établir les *caractéristiques assignées d'installation*.

4. Les analyses antérieures peuvent être utilisées à l'appui de l'évaluation si aucun changement important n'a été apporté au réseau depuis l'évaluation la plus récente.

- i. Si les *caractéristiques assignées d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge d'au plus quatre heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 115 % des *caractéristiques assignées d'installation*.
 - ii. Si les *caractéristiques assignées d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de quatre heures et d'au plus huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 120 % des *caractéristiques assignées d'installation*.
 - iii. Si les *caractéristiques assignées d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 130 % des *caractéristiques assignées d'installation*.
- e. Sont exclus les circuits exploités en configuration radiale qui desservent uniquement la charge.
- B5.** Le *coordonnateur de la planification* sélectionne le circuit, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, en se fondant sur des études techniques ou des évaluations autres que celles précisées aux critères B1 à B4.
- B6.** Le *coordonnateur de la planification* et le propriétaire de l'*installation* s'entendent pour inclure le circuit.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport**

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Circuits :

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5 :

4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus et faisant partie du *réseau de transport principal (RTP)*, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP*. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.1.2 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.4 Transformateurs faisant partie du *RTP* dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.

4.2.1.5 Transformateurs dont les bornes basses tension sont raccordées à une tension d'entre 100 et 200 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du *RTP* et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6 :

4.2.2.1 Lignes de *transport* faisant partie du *RTP* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV et faisant partie du *RTP*, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport*

Annexe PRC-023-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP*. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du *RTP*, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *RTP*. Ces éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : 8 octobre 2020
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : 1^{er} janvier 2021

Les dates de mise en application sont celles de la norme PRC-023-3 :

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1	Chaque <i>TO</i> , <i>GO</i> ou <i>DP</i> ayant des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus	1 ^{er} janvier 2018
	<ul style="list-style-type: none"> • Pour l'exigence E1, critère 10.1 	1 ^{er} avril 2018
	<ul style="list-style-type: none"> • Pour les éléments de surveillance décrits dans la norme PRC-023-4 – annexe A, section 1.6 	1 ^{er} octobre 2018
	<ul style="list-style-type: none"> • Pour les dispositifs à déclenchement-sur défaut décrits dans la norme PRC-023-4 – annexe A, section 1.3 	1 ^{er} octobre 2019
	Chaque <i>TO</i> , <i>GO</i> ou <i>DP</i> ayant des circuits répertoriés par le <i>coordonnateur de la planification</i> conformément à l'exigence E6	À la plus tardive des dates suivantes : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-4,

Annexe PRC-023-4-QC-1

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport**

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
		<p>conformément aux dispositions de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.</p>
E2 et E3	<p>Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> ayant des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus</p> <p>Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> ayant des circuits qui ont été sélectionnés par le <i>coordonnateur de la planification</i> conformément à l'exigence E6</p>	<p>1^{er} janvier 2018</p> <p>À la plus tardive des dates suivantes :</p> <p>Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par la norme PRC-023-4, conformément aux dispositions de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.</p>

Annexe PRC-023-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E4	Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 comme fondement pour vérifier la capacité de charge des relais de lignes de transport.	1 ^{er} avril 2018
E5	Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> qui règle les relais de lignes de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1	1 ^{er} avril 2018
E6	Chaque <i>coordonnateur de la planification</i> doit effectuer une évaluation en appliquant les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> pour lesquels les <i>propriétaires d'installation de transport</i> , les <i>propriétaires d'installation de production</i> et les <i>distributeurs</i> doivent se conformer aux exigences E1 à E5	1 ^{er} juillet 2018

B. Exigences

Disposition particulière applicable à l'exigence E1 :

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du RTP pour toutes les situations de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés. [Facteur de risque de non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

Disposition particulière applicable aux critères 10 et 11:

10. Régler les relais de protection des transformateurs contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- Aucune disposition particulière
- La valeur applicable parmi les suivantes :
 - 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant, s'il a établi celle-ci ;
 - 100 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de longue durée la plus élevée établie par le propriétaire du transformateur, s'il a établi celle-

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport**

ci et que l'exploitant n'a pas établi la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée.

10.1 aucune disposition particulière

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :

- Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à une surcharge définie au critère 10 pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant d'effectuer des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
- Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des données

Aucune disposition particulière

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

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Annexe PRC-023-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport

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

Disposition particulière applicable à l'exigence E1 :

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du RTP pour toutes les situations de défaut. OU L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Document technique de référence supplémentaire

Aucune disposition particulière

PRC-023-4 – Annexe A

Aucune disposition particulière

PRC-023-4 – Annexe B

Circuits à évaluer

- Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV et qui font partie du RTP;
- lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et qui font partie du RTP.

Critères

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau
2. **Numéro :** VAR-002-4.1
3. **Objet :** Donner l'assurance que les groupes de production assurent un réglage adéquat de la puissance réactive et de la tension, compte tenu de la capacité des *installations* de production, afin de protéger l'équipement et d'assurer l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.
4. **Applicabilité**
 - 4.1. *Exploitant d'installation de production*
 - 4.2. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur**

Voir le plan de mise en œuvre de la norme.

B. Exigences et mesures

- E1.** L'*exploitant d'installation de production* doit exploiter chaque groupe de production raccordé au réseau de transport interconnecté en mode de régulation de tension automatique (le régulateur de tension automatique est en fonction et il règle la tension) ou dans un mode de régulation différent selon les instructions de l'*exploitant de réseau de transport*, sauf : 1) si le groupe de production est exempté par l'*exploitant de réseau de transport*, ou 2) si l'*exploitant d'installation de production* a avisé l'*exploitant de réseau de transport* d'une des situations suivantes : [Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- le groupe de production fonctionne en mode de démarrage¹, de mise à l'arrêt² ou d'essai, conformément à une communication en *temps réel* ou à une procédure transmise précédemment à l'*exploitant de réseau de transport* ; ou
 - le groupe de production ne fonctionne ni en mode de régulation de tension automatique, ni dans le mode de régulation demandé par l'*exploitant de réseau de transport* pour une raison autre que le démarrage, la mise à l'arrêt ou des essais.
- M1.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé l'*exploitant de réseau de transport* correspondant chaque fois qu'il n'a pas pu exploiter un groupe de production en mode de régulation de tension automatique ou dans un mode de régulation différent selon l'exigence E1. Si un groupe de production est en démarrage ou en mise à l'arrêt sans la régulation de tension automatique, ou s'il est en mode d'essai, et que l'*exploitant de réseau de transport* n'est pas avisé de l'état du régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé l'*exploitant de réseau de transport* de sa procédure d'établissement du mode de régulation de tension automatique selon l'exigence E1. Ces pièces justificatives

-
1. On considère que le démarrage est terminé lorsque le groupe de production a atteint sa valeur de charge minimale alimentable en continu et qu'il est prêt pour un fonctionnement continu.
 2. On considère que la mise à l'arrêt commence lorsque la puissance du groupe de production a été réduite jusqu'à la charge minimale alimentable en continu et que le groupe est prêt à être mis hors réseau.

peuvent comprendre, sans s'y limiter, un document daté attestant la transmission de la procédure, comme un courriel ou une lettre auquel est jointe la procédure. Si un groupe de production est exempté, l'*exploitant d'installation de production* doit aussi avoir des pièces justificatives attestant que le groupe de production est exempté du fonctionnement en mode de régulation de tension automatique (le régulateur de tension automatique est en service et il règle la tension).

- E2.** Sauf si l'*exploitant de réseau de transport* l'en a exempté, chaque *exploitant d'installation de production* doit maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive*³ de son ou ses groupes de production (compte tenu de la capacité de chaque *installation* de production⁴) fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, à défaut de quoi il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 2.1.** Si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit utiliser un autre moyen pour régler la puissance réactive du groupe afin de respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant du réseau de transport*.
- 2.2.** Quand il lui est ordonné de modifier la tension, l'*exploitant d'installation de production* doit exécuter la demande ou expliquer pourquoi il n'est pas possible de respecter le programme.
- 2.3.** Les *exploitants d'installation de production* qui ne surveillent pas la tension au point prescrit par leur programme de tension doivent utiliser une méthode appropriée pour convertir la tension programmée par leur *exploitant de réseau de transport* en une valeur applicable au point où la tension est effectivement mesurée.
- M2.** Afin de détecter si un groupe de production s'écarte de son programme, l'*exploitant d'installation de production* doit surveiller la tension d'après l'équipement existant dans son *installation*. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant que le groupe de production a maintenu le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, ou avoir des pièces justificatives attestant qu'il a suivi les exigences de notification des écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive*.

Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des journaux d'exploitation, des données SCADA, des relevés téléphoniques ou d'autres indications de notifications transmises à l'*exploitant de réseau de transport* ou attestant que l'*exploitant d'installation de production* s'est conformé aux directives de l'*exploitant de réseau de transport* en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive*.

3. Le programme de tension ou de *puissance réactive* est une valeur cible avec plage de tolérance ou une plage de tension ou de *puissance réactive* communiquée par l'*exploitant de réseau de transport* à l'*exploitant d'installation de production*.

4. La capacité d'une *installation* de production peut être établie au moyen d'un essai ou autrement, et peut parfois être insuffisante pour amener la tension du réseau à l'intérieur de la plage de tolérance du programme. En outre, quand un groupe de production fonctionne en régulation manuelle, la capacité de *puissance réactive* peut changer en fonction de la stabilité.

Aux fins de l'alinéa 2.1, si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un tel régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'un autre moyen a été utilisé afin de régler la puissance réactive du groupe de façon à respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*.

Aux fins de l'alinéa 2.2, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a exécuté la demande de l'*exploitant de réseau de transport* de modifier la tension ou qu'il a expliqué à l'*exploitant de réseau de transport* pourquoi il n'a pas pu le faire. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des journaux d'exploitation, des données SCADA ou des relevés téléphoniques.

Aux fins de l'alinéa 2.3, l'*exploitant d'installation de production* qui ne surveille pas la tension au point prescrit par le programme de tension doit démontrer la méthode qu'il utilise pour convertir la tension programmée par son *exploitant de réseau de transport* à la tension au point surveillé par l'*exploitant d'installation de production*.

- E3.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* de tout changement d'état du régulateur de tension automatique, du stabilisateur de puissance ou de tout autre dispositif de régulation de tension dans les 30 minutes suivant ce changement. Si l'état initial est rétabli dans les 30 minutes suivant ce changement, l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'aviser l'*exploitant de réseau de transport* du changement d'état. [Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M3.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans les 30 minutes suivant tout changement d'état visé par l'exigence E3. Si l'état est rétabli dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.
- E4.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive dû à des facteurs autres qu'un changement d'état décrit à l'exigence E3. Si la capacité initiale est rétablie dans les 30 minutes suivant la constatation de l'*exploitant d'installation de production*, alors l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'informer l'*exploitant de réseau de transport* du changement de capacité de puissance réactive. [Facteur de risque de non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- La déclaration du changement d'état ou de capacité prescrite à l'exigence E4 ne s'applique pas aux groupes de production individuels des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*.
- M4.** L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive selon l'exigence E4. Si la capacité est rétablie dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.

- E5.** Le *propriétaire d'installation de production* doit fournir ce qui suit à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* dans les 30 jours suivant une demande. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 5.1.** Pour les transformateurs élévateurs de tension et les transformateurs auxiliaires⁵ dont la tension primaire est égale ou supérieure à la tension aux bornes du groupe de production :
- 5.1.1.** les réglages de prise ;
- 5.1.2.** les plages de prise fixe disponibles ;
- 5.1.3.** les données d'impédance.
- M5.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a fourni à son *exploitant de réseau de transport* et à son *planificateur de réseau de transport* les renseignements sur les transformateurs élévateurs et les transformateurs auxiliaires prescrits aux alinéas 5.1.1 à 5.1.3 de l'exigence 5 dans les 30 jours civils.
- E6.** Après avoir consulté l'*exploitant de réseau de transport* sur une modification à apporter aux prises d'un transformateur élévateur, le *propriétaire d'installation de production* doit veiller à modifier les réglages de prise conformément aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, sauf si une telle intervention est de nature à compromettre la sécurité, les caractéristiques assignées d'un équipement, une exigence réglementaire ou une obligation légale. [*Facteur de risque de non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- 6.1.** Si le *propriétaire d'installation de production* ne peut pas se conformer aux prescriptions de l'*exploitant de réseau de transport*, il doit aviser l'*exploitant de réseau de transport* et lui présenter une justification technique.
- M6.** Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les prises de ses transformateurs élévateurs ont été modifiées d'après la documentation de l'*exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence E6. Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* s'il n'a pas pu exécuter les modifications demandées conformément à l'alinéa 6.1 de l'exigence E6.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

5. Dans le cas de ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*, cette exigence s'applique seulement aux transformateurs dont au moins un des enroulements est à une tension de 100 kV ou plus.

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

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la plus récente version de la documentation relative à ses transformateurs élévateurs et auxiliaires. L'*exploitant d'installation de production* doit conserver toute autre pièce justificative pour les années civiles courante et précédente.

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données d'audit pendant trois ans.

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

L'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	À moins d’avoir été exempté de le faire, l’exploitant d’installation de production n’a pas exploité chaque groupe de production raccordé au réseau de transport interconnecté en mode de régulation de tension automatique ou dans un mode de réglage différent selon les instructions de l’exploitant de réseau de transport et il n’a pas avisé l’exploitant de réseau de transport dans une situation visée par l’exigence E1.
E2	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	L’exploitant d’installation de production n’a pas une méthode de conversion lorsqu’il surveille la tension à un point autre que celui spécifié dans le programme de l’exploitant de réseau de transport.	L’exploitant d’installation de production n’a pas maintenu le programme de tension ou de puissance réactive fourni par l’exploitant de réseau de transport et il n’a pas transmis les notifications prescrites par l’exploitant de réseau de transport. OU L’exploitant d’installation de production n’avait pas de régulateur de tension automatique en service et l’entité responsable n’a pas utilisé d’un autre moyen pour respecter le programme de tension. OU L’exploitant d’installation de production n’a pas modifié la tension selon les

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						instructions et l'entité responsable n'a pas fourni d'explication.
E3	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant d'installation de production n'a pas transmis la notification prescrite dans les 30 minutes suivant un changement d'état.
E4	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant d'installation de production n'a pas transmis la notification prescrite dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité.
E5	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Le propriétaire d'installation de production a omis de fournir à son exploitant de réseau de transport et à son planificateur de réseau de transport un des types de données prescrits aux alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 de l'exigence 5.	Le propriétaire d'installation de production a omis de fournir à son exploitant de réseau de transport et à son planificateur de réseau de transport au moins deux des types de données prescrits aux alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 de l'exigence 5.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas veillé à ce que les réglages de prise soient modifiés selon les prescriptions de l'<i>exploitant de réseau de transport</i>.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a omis de modifier les réglages de prise et le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas présenté de justification technique pour expliquer pourquoi il ne pouvait pas se conformer aux prescriptions de l'<i>exploitant de réseau de transport</i>.</p>

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} mai 2006	Ajout de « (E2) » à la fin des niveaux de non-conformité 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 et 2.4.3.	5 juillet 2006
1a	19 décembre 2007	Ajout de l'Annexe 1 – Interprétation des exigences E1 et E2 approuvée par le Conseil d'administration le 1 ^{er} août 2007.	Révision
1a	16 janvier 2007	Dans la section A.2, « a » ajouté à la fin du numéro de norme. Section F, « 1 » ajouté et date ajoutée.	Erratum
1.1a	29 octobre 2008	Adoption des errata par le Conseil d'administration ; numéro de version mis à jour à « 1.1a ».	Erratum
1.1b	3 mars 2009	Ajout de l'Annexe 2 – Interprétation de la norme VAR-002-1.1a approuvée par le Conseil d'administration le 10 février 2009.	Révision
2b	16 avril 2013	Modification de l'exigence E1 en réponse à une demande d'interprétation. Ajout des VRF, des horizons et des VSL approuvés précédemment. Modification de l'exigence E2 pour l'harmoniser avec l'exigence E4 de la norme VAR-001-2. Ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-002-2b.	Révision
3	5 mai 2014	Révision dans le cadre du projet 2013-04 en réponse à des prescriptions de l'Ordonnance 693.	Révision
3	7 mai 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
3	1 ^{er} août 2014	Approbation par la FERC dans le cadre du dossier RD14-11-000.	

VAR-002-4.1 — Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	27 août 2014	Révision dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'applicabilité des exigences aux ressources de production décentralisées du BES.	Révision
4	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
4	29 mai 2015	Approbation de la VAR-002-4 par la FERC dans le cadre du dossier RD15-3-000.	
4.1	14 juin 2017	Recommandations de corrections du projet 2016-EPR-02.	Erratum
4.1	10 août 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Erratum
4.1	26 septembre 2017	Approbation de la VAR-002-4.1 par la FERC, dossier RD17-7-000.	

Principes directeurs et fondements techniques

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes 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 E1

Cette exigence a été maintenue, vu l'importance d'exploiter un groupe de production avec son régulateur de tension automatique en fonction et en mode de régulation de la tension ou dans un mode prescrit par le *TOP*. Cependant, l'exigence a été modifiée pour permettre les essais, et la mesure correspondante a été modifiée par l'ajout de certaines pièces justificatives qui peuvent être utilisées à des fins de conformité.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 spécifie en détail comment l'*exploitant d'installation de production (GOP)* exploite son ou ses groupes afin d'assurer la stabilité de la tension, et indique dans quels cas le *GOP* doit transmettre une notification à l'*exploitant de réseau de transport (TOP)*. Soucieuse d'éviter désormais des exigences normatives de notification qui s'appliqueraient à l'ensemble du continent, l'équipe de rédaction de la norme VAR-002-3 a choisi de laisser à chaque *TOP* le soin d'établir les exigences de notification pour chacun de ses *GOP* respectifs d'après les besoins du réseau. En outre, un nouvel alinéa 2.3 précise que chaque *GOP* peut surveiller la tension au moyen de l'équipement actuel de ses installations.

Méthode de conversion : Il existe bien des façons de convertir le programme de tension d'un niveau de tension à un autre. Certaines entités peuvent choisir d'établir des courbes de régulation de tension pour leurs transformateurs ; d'autres, d'appliquer un simple coefficient ; d'autres, enfin, peuvent opter pour une méthode tout à fait différente. Aucune de ces méthodes n'est exempte de défis techniques, mais les études effectuées par le *TOP*, qui tiennent compte des contingences simples et des contingences doubles crédibles, devraient permettre de neutraliser l'erreur introduite par ces méthodes ; le *TOP* a d'ailleurs le pouvoir d'ordonner au *GOP*, s'il ne donne pas satisfaction, de modifier sa production. Pendant un événement sérieux dans le réseau, par exemple un effondrement de la tension, même un groupe de production en mode de régulation de tension automatique dont la commande est reliée au côté basse tension du transformateur élévateur pourra détecter l'événement à ce point de mesure et réagir en conséquence.

Tolérance du programme de tension : La tolérance associée à la tension cible d'un programme de tension doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l'*installation* du *GOP* en exploitation normale, et être basée sur l'évaluation par le *TOP* des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la bande morte programmée dans la commande du régulateur de tension automatique du *GOP*, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l'une ou l'autre des limites de la bande de régulation du programme de tension ne soit atteinte.

Justification de l'exigence E3

Cette exigence a été modifiée de façon à rendre facultative les notifications quand un régulateur de tension automatique cesse de fonctionner puis est remis en service rapidement ; Les notifications de ce type de changement d'état n'ont guère d'intérêt pour la fiabilité, et c'est pourquoi le *GOP* dispose désormais d'un délai de 30 minutes pour régler le problème avant d'être tenu d'aviser le *TOP* d'un

changement d'état. L'exigence a aussi été modifiée afin de supprimer l'obligation de transmettre une estimation de la durée prévue du changement d'état.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence correspond à la deuxième partie de l'exigence E3 d'une version précédente (VAR-002-2b). Elle permet aux *GOP* de ne déclarer le changement de capacité de puissance réactive qu'après l'avoir constaté. La version précédente imposait une notification dès que le changement survient, mais bien des *GOP* ne sont pas au courant d'un changement de capacité de puissance réactive tant qu'il n'a pas eu lieu.

Justification de l'exclusion à l'exigence E4

La norme VAR-002 concerne la régulation et la gestion des ressources de puissance réactive et vise à assurer la régulation de tension lorsque celle-ci a un impact sur le *BES*. Dans le cas des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4, l'exigence E4 ne s'applique pas aux groupes de production pris individuellement, étant donné les particularités et l'échelle réduite de ces ressources prises individuellement. En outre, d'autres normes, comme la norme TOP-003 proposée, exigent de *l'exploitant d'installation de production* qu'il fournisse des données en *temps réel* à la demande de *l'exploitant de réseau de transport*.

Justification de l'exigence E5

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque un effet sur la puissance réactive produite par le groupe. L'exigence E4.1.4 (« plage de tension +/- avec pas en pourcentage, dans le cas des transformateurs avec changeur de prise en charge ») de la version précédente (VAR-002-2b) a été retirée. Le pourcentage n'est pas nécessaire puisque les réglages de prise, les plages et l'impédance sont fournis et qu'on peut au besoin, à partir de ces données, calculer le pourcentage de l'échelon de variation.

Justification de l'exclusion à l'exigence E5

L'exploitant de réseau de transport et le *planificateur de réseau de transport* ont seulement besoin d'examiner les réglages de prise, les plages de prise fixe disponibles, les données d'impédance et la plage de tension +/- avec pas en pourcentage des transformateurs avec changeur de prise en charge reliés aux principaux transformateurs élévateurs de groupe de production qui raccordent à leur réseau de transport des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité*. Les transformateurs des groupes individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas destinés à améliorer la tension au point de raccordement, ni conçus ou installés à cette fin. En outre, les transformateurs des groupes individuels des ressources de production décentralisées ont généralement été exclus des exigences E4 et E5 de la norme VAR-002-2b (les exigences E5 et E6 de la norme VAR-002-3 sont semblables), car ils ne servent pas à améliorer la tension au point de raccordement.

Justification de l'exigence E6

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque un effet sur la puissance réactive produite par le groupe.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
VAR-002-4.1 – Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes
de tension sur le réseau**

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Aucune disposition particulière quant aux entités visées.

Les installations visées par cette norme sont les installations du réseau de transport principal (RTP).

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- | | | |
|------|--|------------------------------|
| 5.1. | Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : | 8 octobre 2020 |
| 5.2. | Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : | 8 octobre 2020 |
| 5.3. | Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : | 1 ^{er} janvier 2021 |

B. Exigences et mesures

Disposition particulière applicable à l'exigence E2 :

Si l'*exploitant d'installation de production* est également *propriétaire de réseau de transport*, remplacer seulement le texte de l'exigence E2, sans modifier les alinéas 2.1 à 2.3, par :

- E2. Sauf si l'*exploitant de réseau de transport* l'en a exempté, chaque *exploitant d'installation de production* doit maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive*³ de son ou ses groupes de production (compte tenu de la capacité de chaque *installation de production*⁴) fourni par l'*exploitant de réseau de transport* aux points de raccordement du réseau de l'*exploitant d'installation de production* au *réseau de transport principal*, à défaut de quoi il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*.

Disposition particulière applicable aux exigences E5 et E6 :

Les *propriétaires d'installation de production* ne sont pas tenus de respecter l'exigence E5 et les alinéas 5.1, 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 ainsi que l'exigence E6 et l'alinéa 6.1 étant donné que l'*exploitant du réseau de transport* donnera des consignes en fonction de la tension à maintenir sur le réseau de transport.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
VAR-002-4.1 – Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes
de tension sur le réseau**

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

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
1	8 octobre 2020	Nouvelle annexe	Nouvelle