

Normes de fiabilité (version française)

A. Introduction

1. **Titre :** **Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation**
2. **Numéro :** FAC-011-3
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *limites d'exploitation du réseau (SOL)* considérées pour l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité (BES)* sont déterminées selon une ou des méthodes bien définies.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*
5. **Date 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. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une méthode documentée d'établissement des *limites d'exploitation du réseau* (méthode d'établissement des *SOL*) dans sa *zone de fiabilité*. Cette méthode doit :
 - E1.1. s'appliquer aux *SOL* à définir pour l'horizon d'exploitation ;
 - E1.2. stipuler que les *SOL* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées d'installation* concernées ;
 - E1.3. expliquer comment déterminer le sous-ensemble des *SOL* qui constitue les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*.
- E2. La méthode du *coordonnateur de la fiabilité* doit spécifier que les *SOL* définies doivent permettre au *BES* de fonctionner conformément à ce qui suit :
 - E2.1. Dans son état de précontingence, le *BES* doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ; toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépassement de leurs limites thermiques et de leurs limites de tension et de stabilité. Dans l'établissement des *SOL*, l'état du *BES* considéré doit être celui où il fonctionne dans les conditions actuelles et prévues, en tenant compte des modifications à sa topologie, en cas d'indisponibilité d'*installations par exemple*.
 - E2.2. À la suite des *contingences* simples¹ définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées* sans dépassement de leurs limites thermiques et de leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de *déclenchements en cascade* ou de séparation fortuite du réseau.
 - E2.2.1. *Défaut* monophasé à la terre ou *défaut* triphasé (le plus grave des deux), avec *élimination normale du défaut*, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en *défaut*.
 - E2.2.2. Perte sans *défaut* d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un *élément* shunt.

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

- E2.2.3.** Blocage d'un pôle, avec *élimination normale du défaut*, d'un réseau à courant continu haute tension monopolaire ou bipolaire.
- E2.3.** Dans la détermination de la réponse du réseau à une *contingence* simple, les interventions ci-dessous sont acceptables :
- E2.3.1.** une interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients raccordés de façon radiale ou à certains clients du réseau local qui sont raccordés à l'*installation en défaut* ou à la zone touchée, ou alimentés par elle ;
- E2.3.2.** une interruption du service à d'autres clients du réseau, (a) seulement si le réseau a déjà été ajusté ou est en cours d'ajustement à la suite d'au moins une indisponibilité préalable, ou (b) si les conditions d'exploitation en temps réel sont plus défavorables que prévu par les études correspondantes ;
- E2.3.3.** une reconfiguration du *réseau* par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections.
- E2.4.** En prévision de la *contingence* suivante, il est permis d'apporter au réseau des ajustements qui peuvent concerner la production ainsi que les utilisations ou la topologie du réseau de transport.
- E3.** La méthode du *coordonnateur de la fiabilité* pour établir les *SOL* doit comprendre, au minimum, une description des points ci-dessous et toute marge de fiabilité correspondante :
- E3.1.** le modèle d'étude (devant couvrir au moins la totalité de la *zone de fiabilité* et prendre en compte les détails de modélisation critiques des autres *zones de fiabilité* qui peuvent avoir une incidence sur une ou des *installations* à l'étude) ;
- E3.2.** la sélection des *contingences* applicables ;
- E3.3.** un processus permettant d'établir quelles limites de stabilité correspondant à la liste des contingences multiples (fournies par le *responsable de la planification* conformément à l'exigence E6 de la norme FAC-014) sont applicables à l'horizon d'exploitation étant donné l'état réel ou prévu du réseau.
- E3.3.1.** Ce processus doit tenir compte de la nécessité de modifier ces limites, la liste de celles-ci ainsi que la liste des *contingences* multiples correspondante ;
- E3.4.** le niveau de détail des modèles de réseau considérés pour établir les *SOL* ;
- E3.5.** les utilisations autorisées de *plans de défense* ;
- E3.6.** l'état anticipé de la configuration du réseau de transport, de la répartition de la production et du niveau de *charge* ;
- E3.7.** les critères permettant de déterminer quand le dépassement d'une *SOL* constitue une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* et les critères permettant d'établir le délai *IROL T_v* correspondant.
- E4.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre sa méthode d'établissement des *SOL*, ainsi que toute modification apportée à la méthode, aux entités précisées ci-dessous, avant la mise en vigueur de la méthode ou d'une modification à celle-ci :
- E4.1.** chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent et chaque *coordonnateur de la fiabilité* ayant indiqué avoir besoin de la méthode à des fins de fiabilité ;
- E4.2.** chaque *responsable de la planification* et *planificateur de réseau de transport* qui modélise une partie de la *zone de fiabilité* ;

E4.3. chaque *exploitant de réseau de transport* dont l'activité s'exerce dans la *zone de fiabilité*.

C. Mesures

- M1.** La méthode d'établissement des *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* doit tenir compte de tous les points énumérés aux exigences E1 à E3.
- M2.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a transmis sa méthode d'établissement des *SOL* et toute modification apportée à la méthode, y compris la date de ces communications, conformément à l'exigence E4.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Organisation régionale de fiabilité

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

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

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

1.3. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les parties remplacées de sa méthode d'établissement des *SOL* pendant 12 mois après la date de modification de la méthode. En outre, les entités jugées non conformes doivent conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elles soient jugées de nouveau conformes.

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

1.4. Autres informations sur la conformité

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

1.4.1 méthode d'établissement des *SOL* ;

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

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

2. Niveaux de non-conformité pour l'*Interconnexion* de l'Ouest : (à remplacer une fois les VSL développés et approuvés par le WECC)

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

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

2.2. Niveau 2 : La méthode d'établissement des *SOL* ne prescrit pas de respecter tous les points des alinéas E3.1, E3.2 et E3.4 à E3.7 et ceux de l'alinéa 1 de la section E.

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

3. Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL):

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a une méthode documentée d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais celle-ci ne traite pas de l'exigence E1.2.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a une méthode documentée d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais celle-ci ne traite pas de l'exigence E1.3.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a une méthode documentée d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> , mais celle-ci ne traite pas de l'exigence E1.1. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas de méthode documentée d'établissement des SOL dans sa <i>zone de fiabilité</i> .
E2	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> prescrit que les SOL soient définies de façon que le BES fonctionne normalement suivant une contingence simple, mais elle ne le fait pas pour l'état de précontingence (E2.1).	Sans objet	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> prescrit que les SOL soient définies de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, mais elle ne le fait pas en cas de contingence simple (E2.2-E2.4).	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ne prescrit pas que les SOL soient définies de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, et elle ne le fait pas non plus en cas de contingence simple (E2.1-E2.4).
E3	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> comprend une description de tous les points en E3.1 à E3.7, sauf un.	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> comprend une description de tous les points en E3.1 à E3.7, sauf deux.	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> comprend une description de tous les points en E3.1 à E3.7, sauf trois.	La méthode d'établissement des SOL du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> omet une description d'au moins quatre points en E3.1 à E3.7.
E3.6	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
E4	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des SOL ou des modifications apportées à cette méthode à l'une des entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et E4.3. OU	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des SOL ou des modifications apportées à cette méthode à deux entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et E4.3. OU	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des SOL ou des modifications apportées à cette méthode à trois entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et E4.3. OU	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des SOL ou des modifications apportées à cette méthode à au moins quatre entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et E4.3. OU

Norme FAC-011-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées avant l'entrée en vigueur des modifications, mais elle a été transmise à l'ensemble des entités précisées au plus 10 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.	Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées plus de 10 jours civils et au plus 20 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.	Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées plus de 20 jours civils et au plus 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.	Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées plus de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.

Différences régionales

1. Les différences régionales ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest :
 - 1.1. Tel que régi par l'exigence E3.3, l'établissement des *SOL* lorsque toutes les *installations* sont en service doit tenir compte des *contingences* multiples d'*installation* ci-dessous :
 - 1.1.1 *défauts* phase-terre permanents simultanés dans des phases différentes de deux circuits de transport adjacents d'un pylône multiterne, avec *élimination normale du défaut*. Dans le cas où les pylônes multitermes ne servent qu'au départ de ligne et que leur nombre ne dépasse pas cinq dans un poste, ce risque est considéré admissible et peut ne pas être pris en compte ;
 - 1.1.2 *défaut* phase-terre permanent dans un groupe de production, un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barre, avec *élimination retardée du défaut*, sauf dans le cas des disjoncteurs de sectionnement ou de raccordement visés par l'alinéa 1.1.7 de la présente section ;
 - 1.1.3 perte permanente et simultanée des deux pôles d'une *installation* bipolaire à courant continu, sans *défaut* dans le courant alternatif ;
 - 1.1.4 défaillance d'un disjoncteur lié à un *automatisme de réseau* à la suite de la perte d'un élément sans *défaut* ou à la suite d'un *défaut* phase-terre permanent, avec *élimination normale du défaut*, dans un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de barre ;
 - 1.1.5 *défaut* autre que triphasé avec *élimination normale du défaut* en cas de *contingence* de mode commun touchant deux circuits adjacents de pylônes distincts, sauf s'il est déterminé que la fréquence d'un tel événement est inférieure à une fois aux trente ans ;
 - 1.1.6 panne de mode commun touchant deux groupes de production raccordés au même poste de départ et qui n'est pas traitée ailleurs dans la norme FAC-011 ;
 - 1.1.7 perte de plusieurs tronçons de barre causée par la défaillance ou l'ouverture retardée d'un disjoncteur de raccordement ou de sectionnement de barre pour éliminer un *défaut* phase-terre permanent.
 - 1.2. Les *SOL* doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples d'*installation* définies aux alinéas 1.1.1 à 1.1.5 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions suivantes :
 - 1.2.1 fonctionnement de toutes les *installations* dans leurs limites thermiques, de fréquence et de tension post-contingence ;
 - 1.2.2 absence de *déclenchements en cascade* ;
 - 1.2.3 absence de séparation fortuite du réseau ;
 - 1.2.4 stabilité du réseau en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ;
 - 1.2.5 selon la conception du réseau et les impacts prévus sur le réseau, l'interruption maîtrisée de la fourniture d'électricité à des clients (délestage), la mise hors service planifiée de certains groupes de production ou la réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat peuvent être nécessaires pour maintenir la sécurité globale des réseaux de transport interconnectés ;

Norme FAC-011-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

- 1.2.6** l'interruption des transferts fermes, de la *charge* ou de la reconfiguration du réseau est permise par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections ;
- 1.2.7** lors de l'établissement des limites en prévision de la *contingence* suivante, il est permis d'apporter au réseau des ajustements pouvant toucher la production, la *charge* et la topologie du réseau de transport.
- 1.3.** Les *SOL* doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples d'*installation* définies aux alinéas 1.1.6 et 1.1.7 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions suivantes en ce qui a trait aux effets sur les autres réseaux :
- 1.3.1** absence de *déclenchements en cascade*.
- 1.4.** L'*Interconnexion* de l'Ouest peut apporter des modifications (ajustement des catégories de performance) aux *contingences* à étudier et à la réponse nécessaire en cas de *contingence* touchant des installations particulières, en fonction de la performance réelle et de la robustesse du réseau. Ces modifications s'appliqueront dans l'établissement des *SOL*.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle
2		Changement de la date d'entrée en vigueur pour le 1 ^{er} octobre 2008. Remplacement de « Cascading Outage » par «Cascading». Remplacement de « Levels of Non-compliance » par « Violation Severity Levels ». Correction de la note de bas de page 1 afin qu'elle renvoie vers la FAC-011 plutôt que la FAC-010.	Révisée
2	24 juin 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC : ordonnance 705 de la FERC .	Révisée
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur et du pied de page pour le 29 avril 2009 en fonction de l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour

Norme FAC-011-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et des éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »). En attente d'approbation réglementaire.	
2	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et des éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).	
2	24 février 2014	Mise à jour des VSL en fonction de l'approbation du 24 juin 2013.	
3	13 novembre 2014	Adoptée 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 FAC-011-3 (dossier RM15-13-000).	

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
FAC-011-3 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon
d'exploitation**

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**
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 : XX mois 20XX
 - 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : XX mois 20XX

B. Exigences

Disposition particulière applicable à l'exigence E2.2.1 :

L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du *RTP* de moins de 230kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1er janvier 2019 pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :

E2.2.1 *Défaut* monophasé à la terre avec *élimination normale du défaut*, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en *défaut*.

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.

Annexe FAC-011-3-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme FAC-011-3 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

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

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de non-conformité pour l'Interconnexion de l'Ouest : (à remplacer une fois les VSL développés et approuvés par le WECC)

Aucune disposition particulière

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

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

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** **Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection**
2. **Numéro :** **PRC-004-5(i)**
3. **Objet :** Détecter les *fonctionnements incorrects* dans les *systèmes de protection* des *éléments du système de production-transport d'électricité (BES)* et en éliminer les causes
4. **Applicabilité**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.3 *Distributeur*
 - 4.2. **Installations :**
 - 4.2.1 *Systèmes de protection d'éléments du BES, avec les exclusions suivantes :*
 - 4.2.1.1 *fonctions non protectrices intégrées à un système de protection ;*
 - 4.2.1.2 *fonctions protectrices destinées à remplir une fonction de commande pendant les manœuvres¹ ;*
 - 4.2.1.3 *automatismes de réseau ;*
 - 4.2.1.4 *plans de défense ;*
 - 4.2.1.5 *systèmes de protection de groupes de production individuels faisant partie de ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du BES, si la puissance nominale globale de ces installations de BES touchées par les fonctionnements incorrects ne dépasse pas 75 MVA.*
 - 4.2.2 *Systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs éléments du BES.*
 - 4.2.3 *Systèmes de délestage de charge en sous-tension (DST) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs éléments du BES.*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir Projet 2008-02.2 Plan de mise en œuvre de la norme.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui possède un dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché selon les critères des alinéas 1.1 à 1.3 doit, dans un délai de 120 jours civils après ce déclenchement, déterminer si un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation]

1. Des compléments d'information et des exemples sont donnés aux sections Fonctions non protectrices et Fonctions de commande, dans la partie Directives d'application.

- 1.1. le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* a été causé par l'action d'un *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir ; et
 - 1.2. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* possède une partie ou la totalité du *système de protection combiné* en cause ; et
 - 1.3. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé que le déclenchement du dispositif de coupure a été causé par un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité de son *système de protection* à intervenir.
- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a déterminé, dans le délai prescrit, qu'un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ont causé un fonctionnement incorrect selon les critères des alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E1 et à ses alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui possède un dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché doit, dans un délai de 120 jours civils après ce déclenchement, procéder aux notifications décrites aux alinéas 2.1 et 2.2.
- [Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation en temps différé]*
- 2.1. Dans le cas du déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par l'action d'un *système de protection combiné* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir, le déclenchement doit être notifié aux autres propriétaires qui partagent la responsabilité de déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* si tous les critères suivants sont remplis :
 - 2.1.1. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* partage la propriété du *système de protection combiné* avec d'autres propriétaires ; et
 - 2.1.2. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* ou ne peut pas exclure un *fonctionnement incorrect* ; et
 - 2.1.3. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé que son ou ses composants du *système de protection* n'ont pas causé le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, ou n'est pas en mesure de le déterminer.
 - 2.2. Dans le cas du déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par un composant de *système de protection* qui joue le rôle de protection de réserve pour une condition d'un *élément* du *BES* d'une autre entité, la notification du déclenchement doit être faite à tout autre propriétaire de *système de protection* auquel est destinée cette protection de réserve.

- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant la notification du ou des autres propriétaires, dans le délai prescrit, conformément à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 (y compris ses sous-alinéas 2.1.1, 2.1.2 et 2.1.3) et 2.2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 et 2.2 : courriels, télécopies ou transmissions.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui reçoit une notification selon l'exigence E2 doit, au plus 60 jours civils après cette notification ou au plus 120 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* (selon l'échéance la plus tardive), déterminer si un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation]
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a déterminé, dans le délai prescrit, si son ou ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E3 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui n'a pas déterminé la ou les causes d'un *fonctionnement incorrect* déterminé selon l'exigence E1 ou E3 doit mener au moins une activité d'enquête afin d'en déterminer la ou les causes, au moins une fois tous les deux trimestres civils après la détermination initiale du *fonctionnement incorrect*, jusqu'à ce que l'une ou l'autre des actions suivantes mette fin à l'enquête :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et exploitation en temps différé]
- la découverte de la ou des causes du *fonctionnement incorrect* ; ou
 - une déclaration indiquant que la cause reste introuvable.
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a mené au moins une activité d'enquête conformément à l'exigence E4 à tous les deux trimestres civils jusqu'à la découverte de la cause ou la présentation d'une déclaration. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E4 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui possède le ou les composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect* doit, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect* :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

- élaborer un *plan d'actions correctives* pour le ou les composants de *système de protection* en cause, et évaluer l'applicabilité de ce *plan d'actions correctives* à ses autres *systèmes de protection*, y compris dans d'autres emplacements ; ou
 - expliquer dans une déclaration pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du BES, et que par conséquent aucune autre action corrective n'est prévue.
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a élaboré un *plan d'actions correctives* et évalué son applicabilité à d'autres *systèmes de protection* et d'autres emplacements, ou qu'il a présenté une déclaration conforme à l'exigence E5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E5 : *plan d'actions correctives* et évaluation, ou déclaration.
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E5, et le mettre à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier, jusqu'à ce qu'il soit achevé.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]
- M6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a mis en œuvre chaque *plan d'actions correctives*, y compris sa mise à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E6 : registres qui documentent la mise en œuvre de chaque *plan d'actions correctives* et l'achèvement des activités qui y sont spécifiées, y compris l'historique des révisions de chaque *plan d'actions correctives*. Les pièces justificatives peuvent aussi comprendre des programmes de gestion des travaux, des ordres de travail et des dossiers d'entretien.

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.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les données ou pièces justificatives de conformité indiquées ci-après, à moins que leur CEA leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives des exigences E1, E2, E3 et E4 ainsi que des mesures M1, M2, M3 et M4 pendant au moins 12 mois civils après avoir satisfait à chaque exigence.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E5 et de la mesure M5, y compris toute analyse à l'appui selon les exigences E1, E2, E3 et E4, pendant au moins 12 mois civils suivant l'achèvement de chaque *plan d'actions correctives*, la fin de chaque évaluation et la transmission de chaque déclaration.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E6 et de la mesure M6 pendant au moins 12 mois civils suivant l'achèvement de chaque *plan d'actions correctives*.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production* ou un *distributeur* 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 derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

D. Tableau des éléments de conformité

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 165 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 165 jours civils et d'au plus 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> . OU L'entité responsable n'a pas déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 165 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 165 jours civils et d'au plus 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> . OU L'entité responsable a omis d'aviser un ou plusieurs autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 45 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 60 jours civils. OU L'entité responsable n'a pas déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3.
E4	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard d'au plus un trimestre civil.	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard de plus d'un trimestre civil et d'au plus deux trimestres civils.	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard de plus de deux trimestres civils et d'au plus trois trimestres civils.	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard de plus de trois trimestres civils. OU L'entité responsable n'a pas mené d'activité d'enquête selon l'exigence E4.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 80 jours civils et d'au plus 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU (suite à la page suivante)

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	(suite)		L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> .	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> .	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 80 jours civils et d'au plus 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> .	L'entité responsable n'a pas élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et n'a pas présenté une déclaration selon l'exigence E5. OU L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU L'entité responsable n'a pas évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5.
E6	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> mais ne l'a pas mis à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier selon l'exigence E6.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E6.

E. Différences régionales

Aucune.

F. Interprétations

Aucune.

G. Documents connexes

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau du comité de planification de la NERC.
Assessment of Standards: PRC-003-1 – Regional Procedure for Analysis of Misoperations of Transmission and Generation Protection Systems, PRC-004-1 – Analysis and Mitigation of Transmission and Generation Protection Misoperations, PRC-016-1 – Special Protection System Misoperations. 22 mai 2009².

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau document
1	1 ^{er} décembre 2005	<ol style="list-style-type: none"> Remplacement de certains tirets (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—). Ajout de points au besoin. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans le titre de la rubrique D.1.2. de la version anglaise. 	20 janvier 2006
1a	17 février 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Interprétation (Projet 2009-17) Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement.
1a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 1 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonnance de la FERC approuvant l'interprétation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011.
2	5 août 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modification du Projet 2010-12 afin de clarifier les exigences du paragraphe 1469 de l'Ordonnance 693.

2. <http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20DL/PRC-003-004-016%20Report.pdf>

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 2 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonnance de la FERC approuvant l'interprétation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011.
2.1a	9 février 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Changement de l'errata dans le cadre du projet 2010-07 pour ajouter : « and generator interconnection Facility » dans la version anglaise de la norme (qui n'a pas été traduite).
3	14 août 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2010-05.1.
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du BES.
5	7 mai 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2008-02.2
5(i)	22 juin 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision des facteurs de risque de non-conformité pour les exigences E1 à E6, qui passent de « moyen » à « élevé » en vertu d'une ordonnance de la FERC (151 FERC ¶ 61,129 (2015)).

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

La présente norme a été élaborée en réponse aux questions de fiabilité soulevées dans la lettre du 7 janvier 2011 de Gerry Cauley³, président et chef de la direction de la NERC :

« Pour presque toutes les grandes pannes de réseau, sauf peut-être celles attribuables à de fortes intempéries, on peut dire que le fonctionnement incorrect de relais ou de commandes automatiques a contribué à la propagation de la panne. (...) Le fonctionnement incorrect des relais (que ce soit leur fonctionnement intempestif ou leur non-fonctionnement en situation de besoin) peut avoir diverses raisons. Premièrement, il peut s'agir d'une défaillance interne – mais cela est assez rare. Le plus souvent, le fonctionnement incorrect d'un relais est dû à des réglages incorrects, à une mauvaise coordination (des temporisations et des valeurs de consigne) avec d'autres dispositifs, d'un entretien et d'essais déficients, ou encore d'une panne de communication ou d'alimentation électrique. Enfin, des erreurs évitables peuvent être le fait de travailleurs sur le terrain et de leurs superviseurs, ou découler des méthodes de l'organisation. »

Cette norme répond aussi aux constats établis dans l'étude *2011 Risk Assessment of Reliability Performance*⁴ (juillet 2011).

« ...un certain nombre de cas d'indisponibilités multiples ont pour cause le *fonctionnement incorrect* de systèmes de protection. Ces événements, dont la portée s'étend au-delà des attentes de conception et des procédures d'exploitation, représentent une menace tangible pour la fiabilité. Un examen plus approfondi des causes premières des événements de mode commun et de mode résultant qui comprennent au moins trois indisponibilités déclenchées automatiquement est prioritaire pour la NERC et pour l'industrie. »

Par la suite, l'étude *State of Reliability 2014*⁵ a elle aussi souligné que le *fonctionnement incorrect* des systèmes de protection contribue grandement à la gravité des pannes de transport déclenchées automatiquement. Cette étude recommandait aussi l'élaboration de la norme PRC-004-3 parmi les moyens de prévenir le *fonctionnement incorrect* des systèmes de protection.

Définitions

La définition du terme *fonctionnement incorrect* découle du document *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*⁶ du groupe de travail I3 du PSRC de l'IEEE. Les types de *fonctionnement incorrect* d'un système de protection comprennent le non-fonctionnement, la lenteur de fonctionnement ou le fonctionnement intempestif, en situation de *défaut* ou autre que de défaut.

-
3. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201005%20Protection%20System%20Misoperations%20DL/20110209130708-Cauley%20letter.pdf>
 4. *2011 Risk Assessment of Reliability Performance*. http://www.nerc.com/files/2011_RARPR_FINAL.pdf. Juillet 2011, page 3.
 5. *State of Reliability 2014*. NERC. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/ReliabilityCoordinationProject20066.aspx>. Mai 2014, page 18 de 106.
 6. *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*. Groupe de travail I3 du Power System Relaying Committee de l'IEEE Power Engineering Society. 1999.

Rappelons ici la définition de *système de protection* du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité de la NERC* (le « glossaire de la NERC »), qui englobe les éléments suivants :

- relais de protection qui répondent à des grandeurs électriques ;
- systèmes de communication nécessaires au fonctionnement correct des fonctions de protection ;
- dispositifs sensibles à la tension et au courant fournissant les intrants aux relais de protection ;
- alimentation de poste à c.c. associée avec les fonctions de protection (incluant les batteries, les chargeurs de batteries, et l'alimentation c.c. sans batteries) ;
- circuits de contrôle associés aux fonctions de protection par la ou les bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.

Un dispositif de coupure du *BES* est un élément du *BES*, habituellement un disjoncteur ou un interrupteur qui a la capacité de couper un courant de défaut. Bien que les mécanismes de dispositif de coupure du *BES* ne fassent pas partie d'un *système de protection*, la norme utilise le déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par un *système de protection* comme point de départ pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*.

Les deux définitions suivantes sont proposées pour inclusion dans le glossaire de la NERC :

Système de protection combiné – *Ensemble des systèmes de protection qui fonctionnent en combinaison de manière à protéger un élément. Cette définition exclut la protection de réserve assurée par les systèmes de protection d'autres éléments.*

Cette définition de *système de protection combiné* repose sur le principe que les diverses couches de protection d'un *élément* sont destinées à fonctionner en combinaison. Cette définition est présentée dans la présente norme et est intégrée à la définition proposée de *fonctionnement incorrect* afin de clarifier le fait qu'il faut tenir compte du fonctionnement global de l'ensemble de la protection d'un *élément* lorsqu'on évalue le fonctionnement de cette protection.

Système de protection combiné – Exemple relatif à une ligne

Le *système de protection combiné* de la ligne alpha-bêta (circuit 123) est constitué de protections à courant différentiel, à portée étendue et à autorisation (POTT), à échelons de distance (système classique à zones 1, 2 et 3), instantanée à maximum de courant, temporisée à maximum de courant, sur perte de synchronisme et à maximum de tension. La protection est logée dans les postes électriques alpha et bêta ; elle comprend les relais, les systèmes de communication, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à un transformateur

Le *système de protection combiné* du transformateur alpha (n° 2) est constitué de protections différentielle interne, différentielle globale, instantanée à maximum de courant et temporisée à maximum de courant. La protection est logée dans le poste électrique Alpha ; elle comprend les relais, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à un groupe de production

Le *système de protection combiné* du groupe de production bêta (n° 3) est constitué de protections différentielle d'alternateur, différentielle globale, à maximum de courant, d'isolement à la terre du stator, de retour d'énergie, d'induction (volts par hertz), de perte de champ et à minimum de tension. La protection est logée dans la centrale électrique Bêta et dans le poste Bêta ; elle comprend les relais, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à la défaillance d'un disjoncteur

La protection de défaillance de disjoncteur assure une protection de réserve pour le disjoncteur, et fait donc partie du *système de protection combiné* du disjoncteur. Le fait de considérer que la protection de défaillance de disjoncteur fait partie du *système de protection combiné* d'un autre *élément* pourrait mener à conclure – à tort – qu'un fonctionnement sur défaillance de disjoncteur répond automatiquement aux critères de « fonctionnement lent » de la définition de *fonctionnement incorrect*.

- Exemple de fonctionnement correct d'un *système de protection combiné* de disjoncteur : la protection de défaillance de disjoncteur intervient parce que la protection de ligne s'est déclenchée mais que le disjoncteur n'a pas éliminé le défaut. La protection de défaillance de disjoncteur est intervenue à cause d'une bobine de déclenchement défectueuse. Cette bobine défectueuse a entraîné un *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* de la ligne.
- Exemple de fonctionnement correct d'un *système de protection combiné* de disjoncteur : la protection de défaillance de disjoncteur intervient parce que la protection de ligne s'est déclenchée mais que le disjoncteur n'a pas éliminé le défaut. Dans ce cas, la protection de défaillance de disjoncteur est intervenue à cause d'une défectuosité dans le mécanisme du disjoncteur. Il ne s'agit pas d'un *fonctionnement incorrect*, car le mécanisme du disjoncteur ne fait pas partie du *système de protection combiné* du disjoncteur.
- Exemple de « fonctionnement intempestif sur défaut » : le relais de défaillance de disjoncteur se déclenche en même temps que le relais de protection de ligne pendant un défaut. Ce *fonctionnement incorrect* est causé par le réglage à zéro de la temporisation de défaillance de disjoncteur.

Fonctionnement incorrect – *Incapacité d'un système de protection combiné de fonctionner comme prévu pour assurer la protection voulue. Chacune des situations suivantes constituent un fonctionnement incorrect :*

1. **Non-fonctionnement sur défaut** – *Absence de fonctionnement d'un système de protection combiné dans une condition de défaut pour laquelle il est conçu. La défaillance d'un composant de système de protection ne constitue pas un fonctionnement incorrect si le comportement du système de protection combiné est adéquat.*
2. **Non-fonctionnement hors défaut** – *Absence de fonctionnement d'un système de protection combiné dans une condition autre que de défaut pour laquelle il est conçu, par exemple une oscillation de puissance, une sous-tension, une surexcitation ou une perte d'excitation. La défaillance d'un composant de système de protection ne constitue pas un fonctionnement incorrect si le comportement du système de protection combiné est adéquat.*

3. **Fonctionnement lent sur défaut** – *Fonctionnement plus lent que requis d'un système de protection combiné dans une condition de défaut, si cette lenteur entraîne le fonctionnement du système de protection combiné d'au moins un autre élément.*
4. **Fonctionnement lent hors défaut** – *Fonctionnement plus lent que requis d'un système de protection combiné dans une condition autre que de défaut, par exemple une oscillation de puissance, une sous-tension, une surexcitation ou une perte d'excitation, si cette lenteur entraîne le fonctionnement du système de protection combiné d'au moins un autre élément.*
5. **Fonctionnement intempestif sur défaut** – *Fonctionnement inutile d'un système de protection combiné dans une condition de défaut touchant un autre élément.*
6. **Fonctionnement intempestif hors défaut** – *Fonctionnement inutile d'un système de protection combiné dans une condition autre que de défaut. Le fonctionnement de système de protection combiné qui serait causé par des travailleurs pendant des activités d'entretien sur le site, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service ne constitue pas un fonctionnement incorrect.*

La définition de *fonctionnement incorrect* repose sur le principe que l'ensemble des protections d'un élément doit fonctionner de façon fiable et sécuritaire.

- L'échec d'un réenclenchement de ligne automatique après une condition de *défaul* ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*, car la définition de *système de protection* ne s'étend pas aux réenclencheurs.
- Le fonctionnement d'une protection de défaillance de disjoncteur ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*.
- Le fonctionnement d'une protection de réserve éloignée découlant d'un « non-fonctionnement » ou d'un « fonctionnement lent » ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*.

Cette définition proposée de *fonctionnement incorrect* apporte des éclaircissements par rapport à la version actuelle. Un *fonctionnement incorrect* correspond à l'incapacité d'un *système de protection combiné* à fonctionner comme prévu dans son rôle de protection. Cette définition se décline en six catégories qui permettent de mieux distinguer ce qui constitue un *fonctionnement incorrect*. Ces catégories sont décrites plus en détail dans les sections suivantes.

Non-fonctionnement sur *défaul*

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* a habituellement pour conséquence que la condition de *défaul* est éliminée par un *système de protection* de relèvement éloigné.

Exemple 1a : Le non-fonctionnement du *système de protection combiné* d'un transformateur en cas de *défaul* sur le transformateur constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 1b : Le non-fonctionnement d'un relais (ou de tout autre composant) « primaire » de transformateur en cas de *défaul* sur le transformateur ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaul* » si un autre composant du *système de protection combiné* du transformateur se déclenche.

Exemple 1c : Un manque d'information sur la cible ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*. Lorsqu'un système pilote rapide ne trouve pas sa cible parce qu'un élément de zone rapide se déclenche en premier, il ne s'agit pas en soi d'un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 1d : Le non-fonctionnement d'un relais différentiel général ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » si un autre composant, par exemple un relais différentiel de groupe de production, intervient.

Exemple 1e : Le *système de protection combiné* d'un jeu de barres ne fonctionne pas pendant un *défaut* sur le jeu de barres, ce qui entraîne le fonctionnement de tous les *systèmes de protection* de transformateur locaux reliés à ce jeu de barres et de tous les *systèmes de protection* de ligne éloignés reliés à ce jeu de barres, isolant ainsi du réseau le jeu de barres en défaut. En se déclenchant, les *systèmes de protection* de transformateur locaux et les *systèmes de protection* de ligne éloignés ont joué correctement leur rôle de protection de réserve. La situation se résume à un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » du *système de protection combiné* du jeu de barres.

Lorsqu'elle analyse un *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi examiner si la catégorie « fonctionnement lent sur *défaut* » s'applique à la situation.

Non-fonctionnement hors défaut

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* peut avoir entraîné une intervention de l'opérateur. Les conditions de « non-fonctionnement hors *défaut* » citées dans la définition ne sont que des exemples, et ne constituent pas une liste exhaustive.

Exemple 2a : Le non-fonctionnement du *système de protection combiné* d'un groupe de production en cas de perte de champ accidentelle constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 2b : La défaillance d'un relais (ou de tout autre composant) de surexcitation ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement hors *défaut* » si le *système de protection combiné* du groupe de production fonctionne comme prévu pour isoler le groupe de production du BES.

Lorsqu'elle analyse un *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi examiner si la catégorie « fonctionnement lent hors *défaut* » s'applique à la situation.

Fonctionnement lent sur défaut

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* entraîne habituellement l'intervention d'un *système de protection* de réserve éloigné avant l'élimination du *défaut*.

Exemple 3a : Un *système de protection combiné* qui fonctionne plus lentement que requis pour une condition de *défaut* constitue un *fonctionnement incorrect* si son retard à se déclencher entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. L'élément à courant différentiel d'un relais multifonctions n'a pas fonctionné lors d'un *défaut* sur une ligne. L'élément temporisé à maximum de courant du même relais se déclenche alors à la fin de son délai ; toutefois, une ligne adjacente a aussi été coupée par un élément temporisé à maximum de courant. On conclut donc que l'élément temporisé à maximum de courant de la ligne en défaut a fonctionné trop lentement.

Exemple 3b : L'incapacité d'un *système de protection combiné* de disjoncteur à fonctionner aussi rapidement que prévu afin de respecter le délai critique d'élimination de *défaut* pour un *défaut* de ligne avec défaillance de disjoncteur (disjoncteur coincé) constitue un *fonctionnement incorrect* si elle a entraîné le fonctionnement intempestif d'un *système de protection combiné* d'un autre *élément*. Si un *système de protection combiné* de groupe de production se déclenche à cause d'une instabilité créée par le fonctionnement lent du

système de protection combiné de disjoncteur, cela ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « *fonctionnement intempestif sur défaut* » du *système de protection combiné* de groupe de production. Il s'agirait plutôt d'un *fonctionnement incorrect* de catégorie « *fonctionnement lent sur défaut* » du *système de protection combiné* de disjoncteur.

Exemple 3c : Une ligne raccordée à un poste d'intégration de la production est protégée par deux systèmes pilotes rapides indépendants. Le *système de protection combiné* de cette ligne comprend aussi, en plus des deux systèmes pilotes, des protections à échelons de distance et temporisées à maximum de courant. Pendant un *défaut* sur cette ligne, les deux systèmes pilotes n'interviennent pas et la protection temporisée à maximum de courant se déclenche, éliminant le *défaut* sans mise hors circuit de groupes de production ni d'autres *éléments* (sans déclenchements excessifs). Cet événement ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

L'expression « plus lentement que requis » signifie que le retard du système à fonctionner entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. Il serait difficile de spécifier dans la définition une tolérance précise applicable à chaque type de *système de protection*. Il s'agira plutôt, pour le propriétaire qui évalue le fonctionnement d'un *système de protection*, de déterminer si la vitesse et le résultat du fonctionnement de son *système de protection* produisent le résultat visé. Il n'est pas question d'obliger à documenter les délais de fonctionnement exacts des *systèmes de protection*, mais bien de faire en sorte que le propriétaire qui évalue le fonctionnement de chaque *système de protection* tienne dûment compte de la coordination des relais et de la stabilité du réseau.

L'expression « entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément* » indique que les relais doivent fonctionner selon la séquence correcte ou prévue (le relais primaire d'un *élément* en défaut doit se déclencher avant les relais de réserve de cet *élément*).

Lorsqu'elle analyse le *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi envisager la catégorie « *fonctionnement intempestif sur défaut* » dans la mesure où le fonctionnement du *système de protection* d'un *élément* autre que l'*élément* en défaut peut être considéré comme intempestif.

Si une erreur de coordination s'est produite à l'extrémité locale (réglage trop lent), alors c'est la catégorie de *fonctionnement incorrect* « *fonctionnement lent* » à l'extrémité locale qui s'applique.

Fonctionnement lent hors défaut

L'expression « plus lentement que requis » signifie que le retard du système à fonctionner entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. Il serait difficile de spécifier dans la définition une tolérance précise applicable à chaque type de *système de protection*. Il s'agira plutôt, pour le propriétaire qui évalue le fonctionnement d'un *système de protection*, de déterminer si la vitesse et le résultat du fonctionnement de son *système de protection* produisent le résultat visé. Il n'est pas question d'obliger à documenter les délais de fonctionnement exacts des *systèmes de protection*, mais bien de faire en sorte que le propriétaire qui évalue le fonctionnement de chaque *système de protection* tienne dûment compte de la coordination des relais et de la stabilité du réseau.

Exemple 4 : Un défaut phase-phase est survenu aux bornes d'un groupe de production. Le *système de protection combiné* du groupe et le *système de protection combiné* d'une ligne de transport sont tous deux intervenus en réponse au défaut. Une enquête subséquente a révélé une temporisation incorrecte dans la protection du groupe de production ; la protection de

portée étendue de la ligne de transport, correctement réglée, s'est alors déclenchée. Il s'agit d'un *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* du groupe de production, mais non de celui de la ligne de transport.

Les conditions de « fonctionnement lent hors défaut » citées dans la définition ne sont que des exemples, et ne constituent pas une liste exhaustive

Fonctionnement intempestif sur défaut

Le fonctionnement d'un *système de protection* éloigné correctement coordonné ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect* si le défaut a persisté assez longtemps pour permettre au *système de protection combiné* de l'*élément* en défaut de fonctionner correctement pour éliminer le *défaut*. Une défaillance d'un dispositif de coupure du BES, un *fonctionnement incorrect* de type « non-fonctionnement » ou un *fonctionnement incorrect* de type « fonctionnement lent » peut entraîner le fonctionnement approprié d'un *système de protection* éloigné.

Exemple 5a : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* de transformateur qui se déclenche (inutilement) lors d'un *défaut* de ligne éliminé correctement constitue un *fonctionnement incorrect*. Le *défaut* est éliminé correctement par le *système de protection combiné* de l'équipement en défaut (relais de ligne) et ne nécessite pas l'intervention d'un *système de protection* extérieur ; par conséquent, le fonctionnement du *système de protection* du transformateur constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 5b : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* de ligne qui se déclenche (inutilement) lors d'un *défaut* éliminé correctement sur une ligne différente constitue un *fonctionnement incorrect*. Le *défaut* est éliminé correctement par le *système de protection combiné* de la ligne en défaut (relais de ligne) ; cependant, ailleurs dans le réseau, un signal de blocage sur courant porteur n'a pas été transmis (par exemple un interrupteur de courant porteur laissé en position ouverte), ce qui entraîne le fonctionnement d'un *système de protection* éloigné (déclenchement à une extrémité) d'une ligne saine. Par conséquent, l'intervention du système de protection de la ligne saine constitue un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur défaut ».

Exemple 5c : Dans le cas d'une erreur de coordination à l'extrémité éloignée (réglage trop rapide), il s'agit d'un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur défaut » à l'extrémité éloignée.

Fonctionnement intempestif hors défaut

Les fonctionnements intempestifs pour des conditions autres que de *défaut* concernent, sans limitation, les oscillations de puissance, la surexcitation, la perte d'excitation, les excursions de fréquence et le fonctionnement normal.

Exemple 6a : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'une ligne à cause d'une défaillance de relais en fonctionnement normal constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 6b : La mise hors circuit d'un groupe de production par la protection contre la perte de champ pendant une excursion de fréquence, alors que le champ demeure intact, constitue un *fonctionnement incorrect* si le *système de protection combiné* n'est pas destiné à intervenir dans cette situation.

Exemple 6c : Le fonctionnement d'un relais d'impédance de ligne à cause de l'entrée d'une oscillation de puissance dans la caractéristique du relais constitue un *fonctionnement incorrect*

si l'oscillation de puissance était stable et que la fonction de blocage sur oscillation de puissance était activée et aurait dû empêcher le fonctionnement.

Exemple 6d : La mise hors circuit d'un groupe de production fonctionnant à sa charge normale, par l'action d'un relais de protection à retour de puissance causée par la défaillance d'un relais, constitue un *fonctionnement incorrect*.

En outre, un fonctionnement en dehors d'une condition de *défaut*, provoqué directement par des travaux sur les lieux (en temps réel) d'entretien, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service, ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 6e : Le déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* à l'extrémité éloignée d'une ligne en dehors d'une condition de *défaut*, s'il est provoqué directement par des activités d'entretien et d'essai du réseau à l'extrémité locale de la ligne, ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*, car ces activités sont exemptées dans la catégorie 6 de la définition de *fonctionnement incorrect*.

Les activités effectuées sur les lieux et qui provoquent un déclenchement dans un autre endroit sont incluses dans cette exemption. C'est le cas pour le fonctionnement d'un *système de protection* lors de la mise sous tension de l'équipement en vue de diverses mesures, comme la vérification de circuits de courant dans le cadre de la mise en service ; cependant, une fois terminée l'activité d'entretien, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service associée au *système de protection*, l'exclusion du fonctionnement incorrect « sur les lieux » cesse de s'appliquer, même s'il y a encore présence de personnel sur le chantier.

Cas spéciaux

Le fonctionnement d'un *système de protection* dans les cas suivants ne constituerait pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 7a : Le fonctionnement du *système de protection* d'un groupe de production avant la fermeture du ou des disjoncteurs du groupe ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* pourvu qu'aucun *élément* en service ne soit mis hors circuit.

Il n'y a pas *fonctionnement incorrect* dans ce cas, car le groupe de production n'est pas synchronisé et reste isolé du *BES*. Toute action d'un *système de protection* qui se produit pendant que l'*élément* protégé est hors service et qui ne met hors circuit aucun *élément* en service ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Dans certains cas où des zones de protection se chevauchent, les propriétaires d'*élément* peuvent décider de permettre à un *système de protection* de fonctionner plus rapidement afin d'obtenir une meilleure performance d'ensemble du *système de protection* pour un *élément* donné.

Exemple 7b : Le côté haute tension d'un transformateur raccordé à une ligne peut se trouver à l'intérieur de la zone de protection des relais de la ligne qui l'alimente. Dans ce cas, les relais de la ligne sont destinés à protéger le côté haute tension du transformateur, jusqu'à son enroulement primaire. Dans l'intérêt d'une protection plus rapide de la ligne, son *système de protection* peut être conçu et réglé de manière à intervenir sans coordination directe (ou renonciation à la coordination) avec la protection locale contre les *défauts* du côté haute tension du transformateur raccordé à la ligne. Par conséquent, le fonctionnement des relais de protection de la ligne en cas de *défaut* du côté haute tension du transformateur est conforme au résultat souhaité et ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Les deux exemples ci-après présentent des cas de *fonctionnement incorrect*.

Exemple 7c : Une batterie de condensateurs shunt de 230 kV a été mise en exploitation. Au moment de la mise sous tension, elle est mise hors circuit à cause d'une erreur de réglage dans son relais différentiel.

Exemple 7d : Un groupe de transformateurs du *BES* à 230-115 kV, après avoir été mis en exploitation, est mis hors circuit lors de sa remise sous tension à cause du fonctionnement injustifié de son relais différentiel en raison du courant d'appel. Seul le disjoncteur côté haute tension s'ouvre puisque le disjoncteur côté basse tension n'a pas encore été fermé.

Fonctions non protectrices

Les déclenchements de dispositifs de coupure du *BES* qui sont provoqués par des fonctions non protectrices, comme celles associées aux commandes de groupe de production, aux commandes de courant d'excitation, aux commandes de turbine ou de chaudière, aux compensateurs statiques, aux systèmes FACTS, aux systèmes de réseau de transport à courant continu haute tension (CCHT), aux mécanismes de disjoncteur ou aux autres systèmes de commande d'installations ne constituent pas des interventions de système de protection. La présente norme ne s'applique pas aux fonctions non protectrices intégrées à un *système de protection*, comme les fonctions d'automatisation (par exemple pour la collecte de données) ou de commande.

Fonctions de commande

L'entité doit déterminer, pour chaque intervention de son *système de protection*, si la norme s'applique, en tenant compte des exclusions d'applicabilité énumérées à la section 4.2.1 de la norme. Les experts techniques (SME) de l'équipe de rédaction savent que l'utilisation de *systèmes de protection* pour la commande d'*éléments* du *BES* est une pratique très répandue. La présente norme ne s'applique pas aux actions des fonctions protectrices intégrées à un *système de protection* si ces actions visent à commander un *élément* du *BES* dans le cadre d'une procédure de l'entité ou d'une séquence de manœuvres planifiée. Les exemples suivants décrivent des conditions auxquelles la norme ne s'applique pas :

Exemple 8a : Une fonction de protection contre le retour de puissance qui met hors circuit un groupe de production dans le cadre d'une procédure normale ou habituelle de l'entité.

Exemple 8b : Le relais à retour de puissance envoie un signal permissif de déclenchement et le répartiteur met hors circuit le groupe de production.

La norme ne s'applique pas à l'action précitée du relais de protection puisque celle-ci remplit en fait une fonction de commande dans une séquence de mise à l'arrêt contrôlée du groupe de production. Elle reste toutefois applicable aux interventions du relais à retour de puissance en réponse à des conditions autres que la séquence de mise à l'arrêt contrôlée, par exemple une motorisation causée par l'arrêt de la machine motrice.

Voici un autre exemple de condition à laquelle la norme ne s'applique pas :

Exemple 8c : Manœuvre d'une batterie de condensateurs en vue du réglage de tension au moyen de fonctions intégrées à un relais à microprocesseur qui fait partie d'un *système de protection*.

Les cas ci-dessus ne sont présentés qu'à titre d'exemple, et ne constituent aucunement une liste exhaustive de situations auxquelles la norme ne s'applique pas.

Circonstances atténuantes

Pour les cas de catastrophe naturelle ou d'autres circonstances atténuantes, le guide *Sanction Guidelines of the North American Electric Reliability Corporation* (20 décembre 2012) stipule, à sa section 2.8 : « Si des circonstances atténuantes inhabituelles (par exemple une importante catastrophe naturelle) ont entraîné l'infraction ou y ont contribué, la NERC ou l'entité régionale pourra réduire substantiellement ou éliminer les pénalités. » Les entités régionales auxquelles la NERC a délégué les pouvoirs appropriés tiendront compte des circonstances atténuantes en établissant les sanctions liées au non-respect des délais imposés dans la présente norme.

Les fonctionnements de *système de protection* ne se maintiennent pas généralement à un volume élevé. Pour peu que ce volume diminue, les sociétés d'électricité pourront rattraper tout retard au cours de la période de 120 jours prescrite.

Délais prescrits dans les exigences

Les délais prescrits dans toutes les exigences sont bien distincts les uns des autres. L'entité visée par l'exigence E1 dispose de 120 jours civils pour déterminer si un déclenchement de dispositif de coupure du *BES* résulte d'un *fonctionnement incorrect*. Lorsque l'entité visée conclut à un *fonctionnement incorrect*, elle satisfait à l'exigence E1. Si la cause du *fonctionnement incorrect* est inconnue, l'exigence E4 s'applique ainsi que toute exigence subséquente pertinente. Si la cause du *fonctionnement incorrect* a été établie, l'exigence E5 s'applique ainsi que toute exigence subséquente pertinente.

L'exigence E2 accorde à l'entité visée un délai de 120 jours civils, à compter du déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, pour aviser les autres propriétaires de *système de protection* qui répondent aux critères des alinéas 2.1 et 2.2. L'exigence E3 accorde à toute entité qui a reçu une notification un délai de 120 jours civils à compter du déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, ou de 60 jours civils à compter de la notification (selon l'échéance la plus tardive) pour déterminer si ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*.

Lorsqu'un *fonctionnement incorrect* est déterminé selon l'exigence E1 ou E3 mais que l'entité visée n'a pas pu en établir la cause, l'obligation de mener au moins une activité d'enquête à tous les deux trimestres civils commence ; cette obligation prescrite à l'exigence E4 est reconduite à chaque période. Lorsque les activités d'enquête de l'entité visée établissent la cause du *fonctionnement incorrect* ou que l'entité visée présente une déclaration indiquant que la cause demeure inconnue, l'entité visée satisfait à l'exigence E4.

Le délai prescrit à l'exigence E5 commence dès la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. L'entité visée dispose alors de 60 jours civils pour procéder à une des deux démarches indiquées à l'exigence E5 (*plan d'actions correctives* ou déclaration) afin de satisfaire à cette exigence.

Le délai relatif à l'exigence E6 est déterminé par les activités et le calendrier du *plan d'actions correctives*. Les échéances du *plan d'actions correctives* peuvent changer à l'occasion, et l'entité visée doit alors mettre à jour son calendrier selon ces changements.

Les délais prescrits dans les exigences ont été établis de manière à accorder un temps raisonnable pour satisfaire à chaque exigence. Cela dit, il est souhaitable de procéder avec diligence afin de maximiser l'efficacité des différentes étapes du processus (détection des *fonctionnements incorrects*, notification des autres propriétaires de *système de protection*, recherche des causes et mise en œuvre des correctifs), et afin d'éviter que des informations importantes ne deviennent à la longue impossibles à retracer.

Exigence E1

Cette exigence demande que l'on examine chaque déclenchement de dispositif de coupure du *BES* afin de déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*. Comme le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* assure habituellement la surveillance et le suivi des déclenchements de ses dispositifs, c'est à lui que revient logiquement la tâche initiale de déterminer les *fonctionnements incorrects* de *systèmes de protection d'éléments* du *BES*. Un examen est exigé : 1) si le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* a été causé par l'action d'un *système de protection*, ou encore par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir ; 2) si le propriétaire possède ne serait-ce qu'une partie des composants du *système de protection* ; et 3) si le propriétaire a déterminé que le déclenchement de son dispositif de coupure a été causé par un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité de son système de protection à intervenir.

Comme la plupart des *fonctionnements incorrects* entraînent le déclenchement d'un ou de plusieurs dispositifs de coupure du *BES*, ces déclenchements doivent donner lieu à un examen afin que soit détecté tout *fonctionnement incorrect*. Si un *élément* est mis hors circuit manuellement en réponse à un non-fonctionnement, cet isolement manuel entraîne l'obligation de déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*.

Exemple E1a : Défaillance d'un relais de perte de champ d'un groupe de production, qui amène un opérateur à commander manuellement la mise hors circuit du groupe.

L'intervention manuelle est l'indice d'un *fonctionnement incorrect* possible ; le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* doit donc faire enquête.

Dans un cas où un dispositif de coupure du *BES* ne s'est pas déclenché, ce qui a nécessité l'élimination télécommandée du défaut en raison du non-fonctionnement d'un *système de protection combiné*, le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* est quand même tenu de faire enquête selon l'exigence E1. Cependant, si le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* détermine que son composant de *système de protection* est intervenu à titre de protection de réserve pour une condition touchant un élément du *BES* d'une autre entité, l'alinéa 2.2 de l'exigence E2 oblige le propriétaire à en aviser le ou les autres propriétaires de *système de protection* concernés.

Un *système de protection* est constitué de nombreux composants, lesquels peuvent appartenir à différentes entités. Par exemple, un *propriétaire d'installation de production* peut posséder un transformateur de courant qui envoie un signal à un relais différentiel d'un *propriétaire d'installation de transport*. Tous ces composants et bien d'autres font partie d'un *système de protection*. Tous les propriétaires sont censés communiquer entre eux et partager l'information sans restriction, de sorte que les *fonctionnements* de *système de protection* puissent être analysés, les *fonctionnements incorrects* détectés et les actions correctives mises en œuvre.

Il est souhaité que chaque entité fasse preuve de jugement lorsqu'elle détermine si le fonctionnement d'un *système de protection* répond à la définition de *fonctionnement incorrect*, sans égard au degré de propriété. Pour déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA) ou des appareils de surveillance des perturbations. Le but visé est qu'un fonctionnement soit classé comme incorrect si l'information disponible mène à cette conclusion ; dans bien des cas, il ne sera pas nécessaire d'exploiter toutes les données disponibles pour déterminer s'il y a ou non *fonctionnement incorrect*. La norme permet aussi à une entité, dans le doute, de conclure à un *fonctionnement incorrect*. L'entité peut décider de considérer qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* pour satisfaire à l'exigence E1, puis continuer

d'enquêter sur la cause de ce *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E4. Si l'enquête n'est pas concluante, l'entité peut déclarer qu'aucune cause n'a été découverte et mettre fin à l'enquête. L'entité dispose de 120 jours civils à compter de la date du déclenchement de son dispositif de coupure du *BES* pour déterminer si un de ses composants de *système de protection* a causé un *fonctionnement incorrect*.

L'analyse du fonctionnement du *système de protection* peut être documentée par différents moyens (rapport, base de données, feuille de chiffrier, liste, etc.). La documentation peut être organisée de diverses façons, par exemple par dispositif de coupure du *BES*, par *élément* protégé ou par *système de protection combiné*.

Des fonctionnements répétés qui surviennent pendant une même séquence de réenclenchement de ligne n'ont pas à être considérés séparément dans le cadre de l'exigence E1. Ainsi, des fonctionnements incorrects qui se répètent dans une même période de 24 heures ne nécessitent pas de signalements individuels selon l'exigence E1. Cela concorde avec le document *Misoperations Report*⁷ de la NERC :

« Afin d'éviter de fausser les données avec ces événements répétés, le comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC devrait clarifier, dans le prochain compte rendu annuel sur le modèle de signalement des fonctionnements incorrects, que tous les fonctionnements incorrects causés par un même équipement dans une période de 24 heures et ayant une même cause doivent être consignés comme un seul fonctionnement incorrect. »

Voici un exemple de condition qui ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple E1b : Un défaut impédant survient dans un transformateur. Le déclencheur à pression soudaine détecte ce défaut et se déclenche, mais le relais différentiel ne se déclenche pas en raison du faible courant de défaut. Il ne s'agit pas d'un *fonctionnement incorrect*, car le *système de protection combiné* n'avait pas à intervenir puisque le défaut a été éliminé par le déclencheur à pression soudaine.

Exigence E2

L'exigence E2 concerne la notification des entités qui ont un rôle à jouer dans la détermination des *fonctionnements incorrects*, mais qui ne sont pas visées par l'exigence E1. Dans le cas d'une propriété partagée entre plusieurs entités, l'entité qui possède le dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché est censée faire preuve de jugement pour déterminer les fonctionnements de *système de protection* qui répondent à la définition de *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E1 ; cependant, si l'entité qui possède un dispositif de coupure du *BES* détermine que son ou ses composants de *système de protection* n'ont pas causé le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* ou si elle est incapable de le déterminer, elle doit notifier le ou les autres propriétaires de *système de protection* qui partagent la responsabilité de déterminer le *fonctionnement incorrect* lorsque les critères de l'exigence E2 sont remplis.

Cette exigence n'empêche en rien les propriétaires de *système de protection* de communiquer entre eux initialement et de travailler ensemble à déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect* et, si oui, à en rechercher la cause. Le propriétaire de dispositif de coupure du *BES* est tenu d'aviser officiellement les autres propriétaires seulement : 1) s'il partage la propriété du *système de protection combiné* avec d'autres propriétaires ; 2) s'il a déterminé qu'il y a eu *fonctionnement incorrect*, ou ne peut pas exclure cette possibilité ; et 3) s'il a déterminé que son ou ses composants de *système de protection* n'ont pas

7. *Misoperations Report*. Groupe de travail sur les fonctionnements incorrects des systèmes de protection de la NERC. 1^{er} avril 2013. http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF_Report.pdf. Section *Reporting Multiple Occurrences*, p. 37 de 40.

causé le *fonctionnement incorrect*, ou n'en est pas certain. Le fait d'aviser officiellement les autres propriétaires sans avoir d'abord fait un examen préliminaire risque d'imposer inutilement à ces propriétaires les obligations de conformité de l'exigence E3 et d'accaparer des ressources précieuses, sans apporter grand-chose à la fiabilité. Le propriétaire de dispositif de coupure du BES doit aviser officiellement les autres propriétaires au moment opportun, en tenant compte du délai prescrit.

Voici un exemple de notification faite à un autre propriétaire de *système de protection* :

Exemple E2a : « Les disjoncteurs A et B du poste Charlie ont été déclenchés par un système de relais à blocage par comparaison directionnelle (DCB) le 3 mars 2014 à 15 h 43 UTC pendant un *défaut* externe. Comme il a été expliqué la semaine dernière, le registre des défauts indique qu'un problème sur votre équipement (échec de transmission) a entraîné le déclenchement. »

Exemple E2b : Un disjoncteur de groupe de production s'est déclenché dès la synchronisation au réseau à cause d'un *fonctionnement incorrect* de sa protection contre les surintensités. Le disjoncteur du groupe de production à 230 kV qui s'est déclenché appartient au *propriétaire d'installation de transport*. En tant que propriétaire du dispositif de coupure du BES, le *propriétaire d'installation de transport* détermine d'abord que ses composants de *système de protection* ne sont pas la cause du *fonctionnement incorrect*, puis avise le *propriétaire d'installation de production* ; celui-ci fait enquête et conclut que ce sont ses composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect*. En tant que propriétaire des composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect*, c'est donc au *propriétaire d'installation de production* qu'il incombe d'élaborer et de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives*.

Les critères de notification de l'alinéa 2.1.1 de l'exigence E2 ne s'appliquent pas nécessairement dans le cas d'un *système de protection combiné* dont la propriété est partagée entre différentes entités fonctionnelles au sein de la même entité inscrite au Registre. Par exemple, si le même groupe d'employés d'une entité inscrite au Registre est chargé de déterminer s'il y a *fonctionnement incorrect* à la fois pour les fonctions de *propriétaire d'installation de production* et de *propriétaire d'installation de transport*, la détermination du *fonctionnement incorrect* est entièrement couverte par l'exigence E1 et une notification n'est alors pas nécessaire. Cependant, si la détermination du *fonctionnement incorrect* est confiée à des groupes différents, une notification est nécessaire puisque ce cas n'est pas nécessairement couvert par l'exigence E1.

Exemple E2c : Le *système de protection combiné* de la ligne A (appartenant à l'entité 1) ne s'est pas déclenché sur un *défaut* interne. En conséquence, la zone 3 du *système de protection combiné* de la ligne B (appartenant à l'entité 2) et la zone 3 du *système de protection combiné* de la ligne C (appartenant à l'entité 3) sont intervenues pour éliminer le *défaut*. Les entités 2 et 3 avisent l'entité 1 du fonctionnement de la protection éloignée de zone 3.

Dans le cas où un dispositif de coupure du BES se déclenche en tant que protection de réserve d'un élément hors BES, l'entité qui fait enquête n'est pas tenue d'aviser les autres propriétaires de *système de protection* relativement aux éléments hors BES. Une notification n'est pas exigée parce que la présente norme de fiabilité ne s'applique pas aux *systèmes de protection* d'éléments hors BES.

Exigence E3

Dans le contexte de l'exigence E3, l'entité qui partage la propriété d'un *système de protection combiné* et qui reçoit une notification doit faire preuve de jugement pour déterminer si le fonctionnement d'un *système de protection* constituait un *fonctionnement incorrect*. Pour déterminer s'il y a eu ou non

fonctionnement incorrect, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes SCADA et des appareils de surveillance des perturbations, ainsi que l'information fournie par d'autres propriétaires. Le but visé est qu'un fonctionnement soit classé comme incorrect si l'information disponible mène à cette conclusion ; dans bien des cas, il ne sera pas nécessaire d'exploiter toutes les données disponibles pour déterminer s'il y a ou non *fonctionnement incorrect*. La norme permet aussi à une entité, dans le doute, de conclure à un *fonctionnement incorrect*. L'entité peut décider de considérer qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* pour satisfaire à l'exigence E1, puis continuer d'enquêter sur la cause de ce *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E4. Si l'enquête n'est pas concluante, l'entité peut déclarer qu'aucune cause n'a été découverte et mettre fin à l'enquête.

L'entité qui reçoit une notification du propriétaire de dispositif de coupure du BES dispose de 60 jours civils à compter de la notification ou de 120 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du BES (selon l'échéance la plus tardive) pour déterminer si l'intervention du système de protection a été causée par sa partie du *système de protection combiné*. Il est souhaité, dans la plupart des cas de *système de protection* en copropriété, que l'entité chargée de la notification communique de manière précoce avec les autres propriétaires. Ainsi, le délai plus court de 60 jours civils n'entre-t-il en jeu que si la notification tombe dans la deuxième moitié du délai de 120 jours civils accordé au propriétaire du dispositif de coupure du BES selon l'exigence E1.

L'examen du *système de protection* peut être organisé de différentes manières et prendre plusieurs formes (rapport, base de données, feuille de chiffrier, liste, etc.). La documentation peut être organisée de diverses façons, par exemple par dispositif de coupure du BES, par *élément* protégé ou par *système de protection combiné*. La notification reçue du propriétaire du dispositif de coupure du BES peut être documentée par différents moyens (courriel, télécopie, etc.).

Exigence E4

L'entité visée par l'exigence E4, qu'il s'agisse du propriétaire du dispositif de coupure du BES ou d'une entité qui a reçu une notification, est censée enquêter avec diligence pour découvrir la ou les causes d'un *fonctionnement incorrect* dans sa portion du *système de protection combiné*. Les experts de l'équipe de rédaction savent que dans certains cas, la cause d'un *fonctionnement incorrect* ne sera pas découverte pendant les délais spécifiés aux exigences E1 ou E3 ; c'est pourquoi l'exigence E4 prévoit un mécanisme qui permet à l'entité de poursuivre ses recherches sur l'origine du *fonctionnement incorrect*.

Pour déterminer la cause du *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes SCADA, des appareils de surveillance des perturbations, des résultats d'essais et des études. Au moins une activité d'enquête doit être menée à tous les deux trimestres civils jusqu'à ce que l'enquête prenne fin.

Voici un exemple d'activités d'enquête visant à découvrir la cause d'un *fonctionnement incorrect* :

Exemple E4a : Un *fonctionnement incorrect* est déterminé le 18 mars 2014. Le 24 mars 2014, un retrait de ligne pour mise à l'essai du *système de protection* est programmé (première activité d'enquête) pour le 15 décembre 2014 (au-delà du premier cycle de deux trimestres civils suivants), en raison des conditions de pointe estivale. L'ingénieur en protection s'adresse au fabricant le 10 avril 2014 (pendant le premier cycle de deux trimestres civils) afin de s'informer sur les problèmes antérieurs. L'ingénieur examine les documents du fabricant le 27 mai 2014. Le retrait de ligne est confirmé le 29 août 2014 et est exécuté le 15 décembre 2014. Les essais ont lieu le 16 décembre 2014 (pendant le deuxième cycle de

deux trimestres civils) et amènent à conclure qu'un relais à microprocesseur est la cause du *fonctionnement incorrect*. Un plan d'actions correctives visant à remplacer le relais est en cours d'élaboration.

Le recours à des activités périodiques allège le fardeau de conformité et stimule l'entité à rechercher la ou les causes du *fonctionnement incorrect* par l'analyse d'indices mesurables. Les experts de l'équipe de rédaction comprennent que certaines enquêtes peuvent s'étendre sur des mois ou même des années ; c'est pourquoi l'exigence minimale imposée à l'entité est une activité d'enquête à tous les deux trimestres civils. Si une activité d'enquête est menée au cours du premier trimestre d'une année civile, l'activité suivante doit l'être avant la fin du troisième trimestre civil ; si une activité d'enquête est effectuée pendant le dernier trimestre d'une année civile, l'activité suivante doit l'être avant la fin du deuxième trimestre de l'année civile suivante. Exemples d'activités d'enquête : examiner des relevés de surveillance des perturbations, effectuer ou consulter des études, faire l'étalonnage ou l'essai de relais, s'informer auprès du fabricant, demander un retrait ou confirmer un calendrier.

L'enquête se termine lorsque l'entité découvre la cause du *fonctionnement incorrect*, ou encore si elle présente une déclaration indiquant que la cause reste introuvable. Il arrive en effet que tous les moyens d'enquête soient épuisés sans donner d'indication sur une cause possible du *fonctionnement incorrect*. Historiquement, environ 12 % des *fonctionnements incorrects* ont une cause inconnue ou restent inexplicables⁸.

L'entité est tenue de documenter uniquement les activités d'enquête visant à déterminer la cause d'un *fonctionnement incorrect*. Toutefois, elle aurait sans doute avantage à consigner de façon systématique ses activités et ses résultats d'enquête (rapport, base de données, etc.). Des résultats bien documentés peuvent s'avérer utiles pour des enquêtes ultérieures sur des événements ou des circonstances semblables ; on pourra y trouver une description détaillée de l'événement, divers renseignements recueillis, la description des recherches, les constatations, les causes possibles, les causes confirmées et les conclusions. Des copropriétaires d'un *système de protection combiné* pourraient envisager de travailler ensemble à produire un rapport commun, ce qui serait à l'avantage de tous.

Voici des exemples de déclaration d'incapacité à découvrir la cause d'un *fonctionnement incorrect* :

Exemple E4b : Un *fonctionnement incorrect* a été déterminé le 11 avril 2014. Tous les relais des postes A et B ont fonctionné correctement lors des essais du 26 août 2014 (première activité d'enquête). Le système à courant porteur a fonctionné correctement pendant les essais du 27 août 2014. L'équipement de couplage du courant porteur a fonctionné correctement pendant les essais du 28 août 2014. Un examen des réglages de relais effectué le 3 septembre 2014 n'a révélé aucune anomalie. Étant donné que l'équipement en cause dans le déclenchement a fonctionné correctement pendant les essais, que les réglages ont été vérifiés et jugés corrects et que l'équipement aux postes A et B est déjà surveillé, l'enquête a été close faute d'indications quant à la cause possible.

Exemple E4c : Un *fonctionnement incorrect* a été déterminé le 22 mars 2014. Le *système de protection* a été remplacé avant que la cause ait pu être découverte. La protection à liaison par courant porteur a été remplacée par une protection à fibre optique, qui est entrée en service le 16 avril 2014. Le nouveau système sera surveillé afin que soit détectée toute récurrence du *fonctionnement incorrect*.

8. *Misoperations Report*. Sous-comité sur la protection et la surveillance du réseau de la NERC. 1^{er} avril 2013. http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF_Report.pdf. Figure 15, *NERC Wide Misoperations by Cause Code*, p. 22 de 40.

Exigence E5

Il importe de corriger les causes des *fonctionnements incorrects* des *systèmes de protection* de manière à prévenir toute récurrence et d'ainsi renforcer la fiabilité du *BES*. Le *plan d'actions correctives* est un outil bien établi pour résoudre les problèmes opérationnels. Le glossaire de la NERC définit un *plan d'actions correctives* comme une « *liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier* ». Puisqu'un *plan d'actions correctives* s'articule autour d'un problème particulier, il faut d'abord avoir découvert la cause du *fonctionnement incorrect*. Lorsque cette cause a été établie dans le cadre de l'exigence E1, E3 ou E4, l'exigence E5 demande aux propriétaires du *système de protection* d'élaborer un *plan d'actions correctives*, ou à défaut, d'expliquer pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*. L'entité doit élaborer le *plan d'actions correctives*, ou encore présenter une déclaration expliquant pourquoi d'autres actions échappent à sa capacité d'intervention ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES* et qu'aucune autre action corrective n'est prévue, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause.

Les experts techniques de l'équipe de rédaction savent que plusieurs causes peuvent se combiner pour entraîner un *fonctionnement incorrect*. Dans un tel cas, le *plan d'actions correctives* doit présenter un correctif pour chacune des causes connues. On peut réviser le *plan d'actions correctives* si l'on découvre des causes supplémentaires ; en fait, l'entité a le choix de créer un ou plusieurs *plans d'actions correctives* pour corriger des causes combinées d'un *fonctionnement incorrect*. La période de 60 jours civils pour l'élaboration du *plan d'actions correctives* (ou de la déclaration) est établie d'après l'expérience de l'industrie ; elle comprend les délais de coordination opérationnelle, l'étude de solutions de rechange, la coordination des ressources et l'élaboration du calendrier.

L'élaboration d'un *plan d'actions correctives* consiste à documenter les opérations nécessaires pour prévenir toute récurrence du *fonctionnement incorrect*, le calendrier d'exécution de ces opérations, ainsi qu'une évaluation de l'applicabilité du *plan d'actions correctives* à d'autres *systèmes de protection* de l'entité, y compris dans d'autres emplacements. L'évaluation de l'applicabilité à d'autres *systèmes de protection* vise à réduire le risque et la probabilité de *fonctionnements incorrects* semblables dans ces systèmes. Il revient au propriétaire du *système de protection* de déterminer l'étendue de son évaluation concernant d'autres *systèmes de protection* et emplacements. Cette évaluation peut amener le propriétaire à intervenir sur des *systèmes de protection* dans d'autres emplacements, ou à exposer le raisonnement qui lui fait décider de ne pas intervenir. Le *plan d'actions correctives* et l'évaluation de son applicabilité à d'autres *systèmes de protection*, y compris dans d'autres emplacements, sont obligatoires en vertu de l'exigence E5.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* imputable à un relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais, ainsi qu'une évaluation de cette cause dans des emplacements semblables qui amène à conclure que le remplacement du condensateur à ces emplacements n'est pas nécessaire.

L'exécution de chacun des *plans d'actions correctives* des exemples E5a à E5d est décrite aux exemples E6a à E6d.

Exemple E5a : Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1^{er} juillet 2014.

Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – Ce type de relais d'impédance n'est pas connu comme étant problématique ; en outre, on le remplace systématiquement par des relais à microprocesseur au fur et à mesure de la modernisation des *systèmes de protection*.

On conclut donc qu'un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs dans ce type de relais d'impédance n'est pas nécessaire.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais ; dans ce cas, l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables amène à conclure au besoin de remplacer préventivement tous les condensateurs.

Exemple E5b : Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1^{er} juillet 2014.

Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – On soupçonne que ce type de relais d'impédance est la cause de déclenchements antérieurs dans d'autres emplacements en raison de la même défektivité de condensateur. À partir de l'évaluation, il est décidé d'élaborer au plus tard le 1^{er} décembre 2014 un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs dans ce type de relais d'impédance.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais ; dans ce cas également, l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables amène à conclure au besoin de remplacer préventivement tous les condensateurs.

Exemple E5c : Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1^{er} juillet 2014.

Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – On soupçonne que ce type de relais d'impédance est la cause de déclenchements antérieurs dans d'autres emplacements en raison de la même défektivité de condensateur. À partir de l'évaluation, il est décidé de remplacer préventivement les condensateurs dans ce type de relais d'impédance aux postes A à I, avec échéance le 30 avril 2015.

Un plan est en cours d'élaboration pour remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes A, B et C, avec échéance le 1^{er} septembre 2014. Un deuxième plan est en cours d'élaboration pour remplacer les condensateurs des relais d'impédance aux postes D, E et F, avec échéance le 1^{er} novembre 2014. Le dernier plan vise à remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes G, H et I, avec échéance le 1^{er} février 2015.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais attribuable à une erreur dans la version 2 de son microprogramme ; l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables conclut que le microprogramme nécessite l'application préventive d'un correctif.

Exemple E5d : Actions – Fournir au fabricant le dossier de défektivité. Installer une version à jour du microprogramme, sous réserve de la réponse du fabricant, au plus tard le 1^{er} octobre 2014.

Applicabilité à d'autres *systèmes de protection* – D'après l'examen d'autres emplacements et l'évaluation des risques, on décide d'installer la nouvelle version 3 du microprogramme dans tous les emplacements qui ont encore la version 2, ce qui représente douze relais dans l'ensemble du réseau. La date d'achèvement proposée est le 31 décembre 2014.

Voici des exemples de situations où l'on présente une déclaration indiquant que d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*, et qu'aucune autre action corrective n'est prévue.

Exemple E5e : La cause du *fonctionnement incorrect* réside chez le fournisseur de communications d'une entité non inscrite au Registre.

Exemple E5f : La cause du *fonctionnement incorrect* réside chez un client industriel raccordé à une prise de transformateur de transport qui a amorcé un télédéclenchement direct d'un disjoncteur de transport d'une entité inscrite au Registre.

Si la cause d'un *fonctionnement incorrect* réside dans une entité extérieure non inscrite au Registre, l'influence qu'on peut exercer sur cette entité extérieure est limitée et on peut en conclure que d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention.

Voici des exemples de déclarations qui expliquent pourquoi d'éventuelles actions correctives n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*.

Exemple E5g : L'enquête révèle que le fonctionnement incorrect est dû à des transitoires associés à la mise sous tension du transformateur ABC au poste Y. Des études indiquent qu'en désensibilisant le relais à ces transitoires, on risquerait de nuire au fonctionnement normal du relais pendant des oscillations dans le réseau électrique.

Exemple E5h : Par suite d'une manœuvre ayant entraîné l'îlotage d'une partie du réseau électrique, le circuit XYZ à l'intérieur de l'îlot a été mis hors tension par un disjoncteur, d'où une perte de charge à l'intérieur de l'îlot. L'enquête subséquente révèle qu'une surfréquence a persisté après l'îlotage, entraînant le fonctionnement du relais de protection de la ligne XYZ. Comme ce relais a été sollicité à l'extérieur de sa plage de fréquence nominale et qu'il ne serait pas soumis à cette condition lorsque la ligne XYZ fonctionne normalement en étant raccordée au *BES*, aucune action corrective n'est adoptée car cela n'améliorerait en rien la fiabilité du *BES*.

Exemple E5i : Pendant une importante tempête de verglas, quatre circuits sur six ont été coupés au poste A. Après la perte de ces circuits, un câble de garde s'est rompu près du poste A sur la ligne AB (entre les postes A et B), entraînant un *défaut* phase-phase. Le dispositif de protection utilisé pour ces groupes de protection est de type POTT (à portée étendue et à autorisation). La protection de la ligne AB au poste B s'est déclenchée avec temporisation pour cet événement (fonctionnement lent sur *défaut*), bien que cette ligne ait été désignée comme nécessitant une élimination rapide du défaut. Une situation de faible alimentation a été créée au poste A en raison de la perte de quatre circuits de transport, ce qui a entraîné l'absence de signal permissif sur la ligne AB à partir du poste A pendant ce défaut. Aucune action corrective ne sera entreprise pour ce *fonctionnement incorrect*, car même en conditions de contingence simple, l'alimentation est normalement suffisante au poste A pour transmettre un signal permissif adéquat au poste B. Un changement au *système de protection* afin de tenir compte d'une telle situation n'améliorerait pas la fiabilité du *BES*.

La déclaration expliquant pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES* doit décrire la cause du *fonctionnement incorrect* et justifier de l'absence d'action corrective. En outre, le recours à une déclaration indiquant qu'aucune autre action corrective n'est prévue doit demeurer peu fréquent.

Exigence E6

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme, qui est de détecter les *fonctionnements incorrects* des *systèmes de protection* des éléments du BES puis d'en corriger les causes, l'entité responsable est tenue de mettre en œuvre un *plan d'actions correctives*, axé sur le ou les problèmes ayant causé le *fonctionnement incorrect*, jusqu'à son achèvement. Les propriétaires de *système de protection*, tout au long de la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, sont tenus de le mettre à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier. Cet objectif vise à réduire la récurrence de *fonctionnements incorrects* de nature semblable afin de renforcer la fiabilité du BES et de réduire le plus possible les risques.

Voici un exemple de mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un *fonctionnement incorrect* de relais qui appliquait un signal de déclenchement continu (se reporter à l'exemple E5a).

Exemple E6a : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 25 juin 2014.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un *fonctionnement incorrect* de relais qui appliquait un signal de déclenchement continu ; le plan comprend la correction de la déféctuosité ainsi qu'un programme de remplacement systématique (se reporter à l'exemple E5b).

Exemple E6b : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs de ce type de relais d'impédance est établi le 28 octobre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 28 octobre 2014.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un relais défectueux, avec des interventions préventives touchant des installations semblables, et qui comporte un changement de calendrier (se reporter à l'exemple E5c).

Exemple E6c : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Le remplacement des condensateurs de relais d'impédance a été achevé aux postes A, B et C le 16 août 2014. Le même remplacement a été mené à bien aux postes D, E et F le 24 octobre 2014. Le même remplacement aux postes G, H et I, prévu pour le 1^{er} février 2015, a été reporté au 1^{er} avril 2015 en raison d'une réaffectation de ressources ; il a été achevé le 9 mars 2015. Tous les postes indiqués dans l'évaluation ont été visités. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 9 mars 2015.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un plan d'actions correctives concernant un problème de microprogramme, avec des interventions préventives touchant des installations semblables, et qui comporte un changement de calendrier (se reporter à l'exemple E5d).

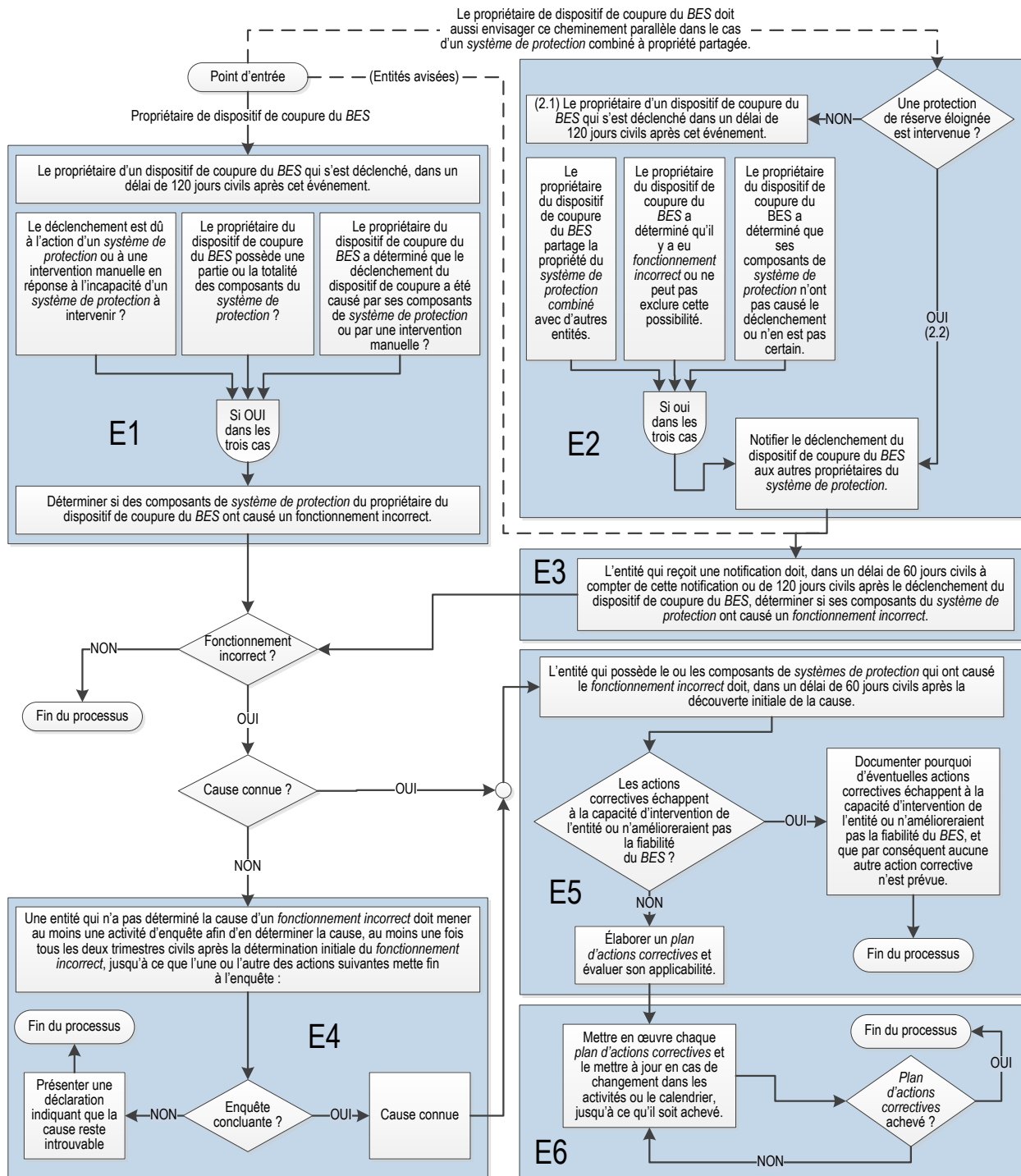
Exemple E6d : Actions – Le dossier de défektivité est fourni au fabricant le 4 juin 2014. Le fabricant répond que le *fonctionnement incorrect* est dû à une erreur dans la version 2 du microprogramme, et recommande d'installer la version 3. Celle-ci est installée le 12 août 2014.

La version 3 du microprogramme est installée pour neuf des douze relais le 23 septembre 2014. Le fabricant fournit par la suite une mise à jour qui est jugée bénéfique pour les autres relais. Les trois autres relais sur les douze désignés comme ayant la version 2 du microprogramme sont mis à jour à la version 3.01 du microprogramme le 10 novembre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 10 novembre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé lorsque toutes les activités qui y sont inscrites ont été exécutées.

Schéma de déroulement : Voici une représentation visuelle des relations entre les exigences :



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 la section Introduction :

Les seules modifications apportées à la norme PRC-004-4 par rapport à la version précédente concernent la section 4.2, Installations ; elles visent à clarifier l'applicabilité des exigences de la norme aux *installations* de production. Ces modifications visent à apporter des éclaircissements et à assurer une application uniforme des exigences aux *installations* de production du *BES* qui font partie du *BES* en vertu de l'inclusion I4 sur les *ressources de production décentralisées*.

Les *fonctionnements incorrects* qui surviennent dans les *systèmes de protection de ressources de production* désignées dans l'inclusion I4 de la définition du *BES* n'ont pas d'impact sérieux sur la fiabilité du *BES* lorsqu'on les considère individuellement ; cependant, la capacité globale de ces *ressources de production* serait suffisante pour nuire à la fiabilité du *BES* si plusieurs *systèmes de protection* de ces ressources se déclenchaient de façon intempestive ou ne fonctionnaient pas comme prévu lors d'un événement dans le réseau. Afin de tenir compte du potentiel des *systèmes de protection de ressources de production* individuelles de nuire à la fiabilité du *BES*, la sous-section 4.2.1.5 de la section Installations spécifie un seuil qui concorde avec la définition modifiée du *BES*. Se reporter à l'ordonnance de la FERC approuvant la définition modifiée, dossier n° RD14-2-000, page 20. La sous-section 4.2.1.5 de la section Installations vise à exempter de la norme ces *systèmes de protection* dans des scénarios de « défaillance de mode commun » qui touchent une capacité de production globale ne dépassant pas 75 MVA dans les installations de production décentralisées.

Annexe PRC-004-5(i)-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-004-5(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

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

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité (BES)* par *réseau de transport principal (RTP)* à l'exception de l'alinéa 4.2.1.4 qui est retiré et de l'alinéa 4.2.1.5 qui est remplacé tel que ci-dessous:

4.2.1.4 L'alinéa 4.2.1.4 est retiré vu que *plan de défense* est remplacé par *automatisme de réseau* déjà inclus à l'alinéa 4.2.1.3.

4.2.1.5 *systèmes de protection* de groupes de production individuels faisant partie de *ressources de production décentralisées*, si la puissance nominale globale de ces installations du *RTP* touchées par les *fonctionnements incorrects* ne dépasse pas 75 MVA.

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX
Date de mise en application pour les installations *RTP* qui ne sont pas également *BPS* :
15 mois après l'entrée en vigueur de la norme

B. Exigences et mesures

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité (BES)* par *réseau de transport principal (RTP)*.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-004-5(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes
de protection**

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

D. Tableau des éléments de conformité

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité (BES)* par *réseau de transport principal (RTP)*.

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Interprétations

Aucune disposition particulière

G. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissement et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine
2. **Numéro :** PRC-005-6
3. **Objet :** Documenter et mettre en œuvre des programmes pour l'entretien de tous les *systèmes de protection*, les *réenclencheurs automatiques* et les *déclencheurs à pression soudaine* qui ont une incidence sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité (BES)*, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de marche.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.3 *Distributeur*
 - 4.2. **Installations :**
 - 4.2.1 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine* servant à détecter des *défauts* sur les éléments du *BES* (lignes, jeux de barres, transformateurs, etc.)
 - 4.2.2 *Systèmes de protection* de systèmes de délestage en sous-fréquence (DSF) installés selon les exigences de délestage en sous-fréquence de l'organisme de fiabilité électrique (ERO).
 - 4.2.3 *Systèmes de protection* de systèmes de délestage en sous-tension (DST) servant à empêcher l'effondrement ou l'instabilité de la tension du réseau afin de maintenir la fiabilité du *BES*.
 - 4.2.4 *Systèmes de protection* installés à titre d'*automatisme de réseau (RAS)* afin de maintenir la fiabilité du *BES*.
 - 4.2.5 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations de production* qui font partie du *BES* (sauf les groupes de production visés par l'inclusion I4 de la définition du *BES*), notamment les suivants :
 - 4.2.5.1 *Systèmes de protection* servant à mettre hors circuit un groupe de production, directement ou par l'action de relais de verrouillage ou de relais de déclenchement auxiliaires.
 - 4.2.5.2 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine* de transformateurs élévateurs de groupes de production qui font partie du *BES*.
 - 4.2.5.3 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine* de services auxiliaires ou de transformateurs d'excitation raccordés au jeu de barres de groupes de production qui font partie du *BES*, dont la fonction est de mettre hors circuit le groupe de production directement ou par l'action de relais de verrouillage ou de relais de déclenchement auxiliaires.

4.2.6 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine des installations de production suivantes qui font partie du BES, dans le cas des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du BES :*

4.2.6.1 *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations servant à regrouper une production décentralisée qui fait partie du BES, entre le point où cette production combinée dépasse 75 MVA et le point commun de raccordement à une tension d'au moins 100 kV.*

4.2.7 *Réenclencheurs automatiques¹, y compris :*

4.2.7.1 *un réenclencheur automatique appliqué aux bornes d'éléments raccordés au jeu de barres du BES situé dans des postes de centrale électrique, si la capacité installée brute totale de la centrale est supérieure à la capacité brute du plus grand groupe de production du BES dans la zone d'équilibrage ou, dans le cas d'un membre de groupe de partage des réserves, le plus grand groupe de production au sein du groupe de partage des réserves² :*

4.2.7.2 *un réenclencheur automatique appliqué aux bornes de tous les éléments du BES à des postes distants d'un jeu de barres des centrales électriques dont il est question à la section 4.2.7.1, si le poste est situé à moins de 10 milles de circuit du poste de centrale électrique :*

4.2.7.3 *un réenclencheur automatique faisant partie intégrante d'un automatisme de réseau spécifié à la section 4.2.4.*

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre de cette norme.

6. Définitions de termes utilisés dans la norme :

Réenclencheur automatique – Comprend les *composants* suivants :

- relais réenclencheur ;
- relais ou fonctions de surveillance, c'est-à-dire des relais ou fonctions qui jouent un rôle de contrôle de tension ou de synchronisme et qui activent ou désactivent le fonctionnement du relais réenclencheur ;
- capteurs de tension associés aux relais ou fonctions de surveillance ;

-
1. Le *réenclencheur automatique* spécifié aux sections 4.2.7.1 et 4.2.7.2 peut être exclu si le propriétaire de l'équipement peut démontrer qu'un défaut triphasé rapproché qui persiste pendant deux fois le délai d'élimination normal d'un défaut (soit au moins un déclenchement, une refermeture et un déclenchement) n'entraîne pas la perte dans l'*interconnexion* d'une production brute totale dépassant la capacité brute du plus grand groupe de production du BES pertinent auquel est appliqué le *réenclencheur automatique*.
 2. Le plus grand groupe de production du BES dans une *zone d'équilibrage* ou le plus grand groupe de production au sein d'un *groupe de partage des réserves*, selon le cas, est susceptible de changer. Par suite d'un tel changement, les *composants* de *réenclencheur automatique* visés par la norme pourraient changer, à compter de la date d'un tel changement.

- circuits de contrôle associés au relais réenclencheur ou aux relais ou fonctions de surveillance.

Déclencheur à pression soudaine – Système qui déclenche un ou des appareils de coupure afin d'isoler l'équipement qu'il surveille, et qui comprend les *composants* suivants :

- relais de surpression de *défaut* – relais ou autre dispositif mécanique qui détecte un changement rapide de pression de gaz, de pression d'huile ou de débit d'huile causé par un *défaut* dans un équipement bobiné à bain d'huile :
- circuits de contrôle associés à un relais de surpression de défaut.

Problème d'entretien non résolu – Lacune découverte pendant une activité d'entretien qui entraîne un niveau de performance insatisfaisant du *composant*, qui ne peut pas être corrigé pendant l'intervalle d'entretien et qui nécessite une action corrective de suivi.

Segment – Ensemble de *composants* répondant à une norme de conception uniforme ou correspondant à un modèle ou à un type particulier d'un même fabricant, qui ont normalement d'autres facteurs communs. Un niveau de performance uniforme est attendu de toute la population d'un *segment*. Un *segment* doit comporter au moins 60 *composants*.

Type de composant

- L'un ou l'autre des cinq éléments précisés dans la définition d'un *système de protection*.
- L'un ou l'autre des quatre éléments précisés dans la définition d'un *réenclencheur automatique*.
- L'un ou l'autre des deux éléments précisés dans la définition d'un *déclencheur à pression soudaine*.

Composant – Tout dispositif distinct compris dans un *système de protection*, un *réenclencheur automatique* ou un *déclencheur à pression soudaine*.

Événement dénombrable – Toute défaillance d'un *composant* nécessitant sa réparation ou son remplacement, toute condition constatée au cours des activités d'entretien des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 et nécessitant une action corrective, ou tout *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* attribuable à une défaillance matérielle ou d'étalonnage. Les *fonctionnements incorrects* attribuables à des erreurs de conception de produit, ou à des erreurs de programmation, à des réglages de relais non conformes aux spécifications, à des erreurs de configuration ou d'application de *composants* de *systèmes de protection*, de *réenclencheurs automatiques* ou de *déclencheurs à pression soudaine* ne sont pas considérés comme des *événements dénombrables*.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit établir un *programme d'entretien de systèmes de protection (PSMP)* pour ses *systèmes de protection*, ses *réenclencheurs automatiques* ou ses *déclencheurs à pression soudaine* tels que définis à la section 4.2, Installations.

[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]

Le *PSMP* doit :

- 1.1.** indiquer quelle méthode d'entretien (à intervalles préétablis, selon la performance d'après l'annexe A de la norme PRC-005, ou une combinaison des deux méthodes) est adoptée pour chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine*. Toutes les batteries associées au *type de composant* « alimentation à c.c. de poste » d'un *système de protection* doivent être régies par un programme d'entretien à intervalles préétablis conforme aux tableaux 1-4 et 3.
- 1.2.** indiquer les attributs pertinents de surveillance de *composant* qui s'appliquent à chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* selon les intervalles d'entretien prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5 si la surveillance vise à augmenter les intervalles d'entretien au-delà des valeurs spécifiées pour des *composants de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* non surveillés.
- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit avoir un *PSMP* documenté conformément à l'exigence E1.
- Pour chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine*, la documentation doit indiquer la méthode d'entretien adoptée (à intervalles préétablis, selon la performance ou une combinaison des deux méthodes), et doit indiquer que toutes les batteries associées au *type de composant* « alimentation à c.c. de poste » figurent dans un programme d'entretien à intervalles préétablis conforme aux tableaux 1-4 et 3 (alinéa 1.1).
- Pour les *types de composant* dont la surveillance permet d'allonger l'intervalle d'entretien, la ou les entités responsables doivent avoir une ou des pièces justificatives, pour chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique* ou de *déclencheur à pression soudaine* (comme une fiche technique ou des dessins techniques du fabricant), attestant des attributs de surveillance de *composant* conformément aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5 (alinéa 1.2 de l'exigence E1)
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui adopte dans son *PSMP* des intervalles d'entretien liés à la performance doit établir et maintenir ces intervalles conformément à l'annexe A de la norme PRC-005.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui adopte des intervalles d'entretien liés à la performance doit avoir une ou des pièces justificatives attestant que son ou ses programmes courants d'entretien selon la performance sont conformes à l'exigence E2. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des listes de *composants*, des fiches d'entretien datées et des fiches et résultats d'analyse datés.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui applique un programme d'entretien à intervalles préétablis pour les *composants de ses systèmes de protection, réenclencheurs automatiques* ou *déclencheurs à pression soudaine* doit assurer l'entretien de ceux-ci conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]

- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui applique un programme d'entretien à intervalles préétablis doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a assuré l'entretien des *composants de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine* visés par le programme en question conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des fiches ou des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des rapports d'inspection datés ou des bons de commande datés.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui applique un programme d'entretien selon la performance en vertu de l'exigence E2 doit mettre en œuvre son *PSMP* et en assurer le suivi pour les *composants de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine* visés par le programme en question.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui adopte des intervalles d'entretien liés à la performance en vertu de l'exigence E2 doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre le *PSMP* pour les *composants de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine* visés par son programme d'entretien selon la performance conformément à l'exigence E4. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des fiches ou des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des rapports d'inspection datés ou des bons de commande datés.
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit démontrer qu'il s'efforce de corriger les *problèmes d'entretien non résolus*.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il s'est efforcé de corriger les *problèmes d'entretien non résolus* conformément à l'exigence E5. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des ordres de travail, des commandes de *composants* de rechange, des factures, des calendriers de projet avec étapes franchies, des autorisations de retour d'équipement ou des bons de commande.

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.

Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant la conformité indiqués ci-après, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Aux fins de l'exigence E1, chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit conserver la version courante datée de son *PSMP*, ainsi que toute version devenue périmée depuis l'audit de conformité le plus récent, y compris la documentation qui précise le type de programme d'entretien adopté pour chaque *type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine*.

Aux fins des exigences E2, E3 et E4, dans les cas où l'intervalle entre les activités d'entretien est plus long que le cycle d'audit, le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur* doivent chacun conserver une documentation de la plus récente exécution de l'activité d'entretien pour le *composant de système de protection, de réenclencheur automatique ou de déclencheur à pression soudaine*. Dans les cas où l'intervalle entre les activités d'entretien est plus court que le cycle d'audit, ces entités doivent conserver la documentation de toutes les exécutions (conformément aux tableaux) de l'activité d'entretien pour le *composant de système de protection, de réenclencheur automatique ou de déclencheur à pression soudaine* depuis la date de l'audit programmé le plus récent.

Aux fins de l'exigence E5, le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur* doivent chacun conserver une documentation des *problèmes d'entretien non résolus* constatés par l'entité depuis le dernier audit, y compris tous ceux qui ont été résolus depuis le dernier audit.

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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	<p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas, pour un des <i>types de composant</i>, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).</p>	<p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas, pour deux des <i>types de composant</i>, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).</p>	<p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas, pour trois des <i>types de composant</i>, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).</p> <p>OU</p> <p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas les attributs de surveillance qui s'appliquent à chaque <i>type de composant</i> en rapport avec les intervalles d'entretien prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, si la surveillance vise à augmenter les intervalles d'entretien au-delà des valeurs spécifiées pour des <i>composants</i> non surveillés. (Alinéa 1.2).</p>	<p>L'entité n'a pas établi de <i>PSMP</i>.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>PSMP</i> de l'entité n'indique pas, pour au moins quatre des <i>types de composant</i>, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).</p> <p>OU</p> <p>Le <i>PSMP</i> de l'entité ne prévoit pas de programme d'entretien à intervalles préétablis pour les batteries d'alimentation de poste applicables. (Alinéa 1.1).</p>

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	L'entité a adopté dans son <i>PSMP</i> des intervalles d'entretien liés à la performance, mais n'a pas réduit le taux d'événements dénombrables à un maximum de 4 % dans un délai de trois ans.	S. O.	L'entité a adopté dans son <i>PSMP</i> des intervalles d'entretien liés à la performance, mais n'a pas réduit le taux d'événements dénombrables à un maximum de 4 % dans un délai de quatre ans.	<p>L'entité a adopté dans son <i>PSMP</i> des intervalles d'entretien liés à la performance, mais :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) n'a pas justifié techniquement, selon l'exigence E2, l'adoption initiale d'un <i>PSMP</i> selon la performance ; OU 2) n'a pas réduit le taux d'événements dénombrables à un maximum de 4 % dans un délai de cinq ans ; OU 3) a utilisé un <i>segment</i> comportant moins de 60 <i>composants</i> ; OU 4) n'a pas : <ul style="list-style-type: none"> • mis à jour annuellement la liste des <i>composants</i> ; OU • procédé annuellement à l'entretien de 5 % des <i>composants</i> d'un <i>segment</i> ou de 3 <i>composants</i>, selon la valeur la plus élevée ; OU • analysé annuellement les activités et les résultats du <i>PSMP</i> pour chaque <i>segment</i>.

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5 pour 5 % ou moins des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, pour plus de 5 % mais au plus 10 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, pour plus de 10 % mais au plus 15 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien à intervalles préétablis, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5, pour plus de 15 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.
E4	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son <i>PSMP</i> , pour 5 % ou moins des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son <i>PSMP</i> , pour plus de 5 % mais au plus 10 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son <i>PSMP</i> , pour plus de 10 % mais au plus 15 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.	Dans le cadre d'un programme d'entretien selon la performance, l'entité n'a pas rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé, conformément à son <i>PSMP</i> , pour plus 15 % des <i>composants</i> d'un <i>type de composant</i> donné.
E5	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les <i>problèmes d'entretien non résolus</i> dans 5 cas ou moins.	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les <i>problèmes d'entretien non résolus</i> dans plus de 5 cas, mais au plus 10 cas.	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les <i>problèmes d'entretien non résolus</i> dans plus de 10 cas, mais au plus 15 cas.	L'entité ne s'est pas efforcée de corriger les <i>problèmes d'entretien non résolus</i> dans plus de 15 cas.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

Documents de référence supplémentaires

Les documents suivants présentent un exposé détaillé sur la détermination des intervalles d'entretien et d'autres renseignements utiles concernant l'établissement d'un programme d'entretien.

1. *Supplementary Reference and FAQ – PRC-005-6 Protection System Maintenance*, équipe de rédaction des normes sur l'entretien et les essais des systèmes de protection (juillet 2015).
2. *Considerations for Maintenance and Testing of Auto-reclosing Schemes*, sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau de la NERC et sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC (novembre 2012).
3. *Sudden Pressure Relays and Other Devices that Respond to Non-Electrical Quantities – SPCS Input for Standard Development in Response to FERC Order No. 758*, Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC (décembre 2013).
4. *Sudden Pressure Relays and Other Devices that Respond to Non-Electrical Quantities – Information complémentaire au projet 2007-17.3 sur l'entretien et les essais des systèmes de protection* (31 octobre 2014).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
1	7 février 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	<ol style="list-style-type: none">1. Remplacement de certains tirets incorrects (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—).2. Ajout de « points » aux éléments lorsque approprié.3. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » à la section D.1.2.
1	16 mars 2007	Approbation de la norme PRC-005-1 par la FERC ; dossier RM06-16-000	
1a	17 février 2011	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement, rédigée dans le cadre du projet 2009-17.
1a	26 septembre 2011	Approbation par la FERC ; dossier RD11-5-000	

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1b	5 novembre 2009	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Interprétation des exigences E1, E1.1 et E1.2 préparée dans le cadre du projet 2009-10.
1b	3 février 2012	Ordonnance de la FERC approuvant la définition révisée de <i>système de protection</i>	Selon la note 8 de l'ordonnance de la FERC, la définition de <i>système de protection</i> supprime l'interprétation « b » de la norme PRC-005-1b à la date d'entrée en vigueur de la définition modifiée (le 1 ^{er} avril 2013) Voir <i>N. Amer. Elec. Reliability Corp.</i> , 138 FERC ¶ 61,095 (3 février 2012).
1b	3 février 2012	Approbation de la norme PRC-005-1b par la FERC ; dossier RM10-5-000	
1.1b	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Errata dans le cadre du projet 2010-07 : éclaircissement de l'inclusion des <i>installations</i> de raccordement de la production dans les responsabilités du <i>propriétaire d'installation de production</i> .
1.1b	19 septembre 2013	Approbation de la norme PRC-005-1.1b par la FERC ; dossier RM12-16-000	
2	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Projet 2007-17 – Refonte complète, incorporant des exigences d'entretien des normes PRC-005-1.1b, PRC-008-0, PRC-011-0 et PRC-017-0.
2	17 octobre 2013	Approbation par le comité de normalisation de la NERC	Erratum : Le comité de normalisation approuve un erratum relatif au plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 consistant en l'ajout du passage suivant : « ou selon les modalités d'approbation prévues par la loi en ce qui concerne les organismes gouvernementaux tenant lieu d'organisation de fiabilité du service d'électricité » dans la section « Abandon des normes existantes ». (Le numéro de version de la norme de-ne change pas.)
2	19 décembre 2013	Approbation de la norme PRC-005-2 par la FERC ; dossier RM13-7-000	
2	7 mars 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Changement du niveau VSL de l'exigence E1 en réponse à une prescription de la FERC. (Le numéro de version de la norme de-ne change pas.)

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2(i)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du <i>BES</i> .
2(i)	29 mai 2015	Approbation de la norme PRC-005-2(i) par la FERC ; dossier RD15-3-000	
2(ii)	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	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision selon une prescription de l'Ordonnance 758 de la FERC afin d'étendre les programmes d'entretien aux <i>réenclencheurs automatiques</i> .
3	12 février 2014	Approbation par le comité de normalisation	Erratum : Le comité de normalisation approuve les errata visant à corriger l'emploi des majuscules dans la version anglaise de certains termes définis à l'intérieur des définitions des termes <i>problème d'entretien non résolu</i> et <i>programme d'entretien de systèmes de protection</i> . Ces changements seront reproduits dans la section de définitions de la norme PRC-005-3 pour le terme <i>problème d'entretien non résolu</i> et dans le glossaire de la NERC pour le terme <i>programme d'entretien de systèmes de protection</i> . (Le numéro de version de la norme de ne change pas.)
3	7 mars 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Changement du niveau VSL de l'exigence E1 en réponse à une prescription de la FERC. (Le numéro de version de la norme de ne change pas.)
3	22 janvier 2015	Approbation de la norme PRC-005-3 par la FERC ; dossier RM14-8-000	
3(i)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du <i>BES</i> .
3(i)	29 mai 2015	Approbation de la norme PRC-005-3(i) par la FERC ; dossier RD15-3-000	

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3(ii)	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	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Ajout des <i>déclencheurs à pression soudaine</i> en réponse à l'Ordonnance 758 de la FERC.
4	17 septembre 2015	Approbation de la norme PRC-005-4 par la FERC ; dossier RM15-9-000	
5	7 mai 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du <i>BES</i> .
6	5 novembre 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Ajout des relais de surveillance, des capteurs de tension et des circuits de contrôle associés à la définition de <i>réenclencheur automatique</i> , selon les prescriptions de l'Ordonnance 803 de la FERC.
<u>6</u>	<u>18 décembre 2015</u>	<u>Ordonnance de la FERC approuvant la version PRC-005-6 (dossier RD16-2-000).</u>	

Tableau 1-1
Type de composant – Relais de protection
 À l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal ³	Activités d'entretien minimales
Tout relais de protection non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	Pour tous les relais non surveillés : <ul style="list-style-type: none"> • vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications. Pour les relais autres qu'à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> • mettre à l'essai et réétalonner si nécessaire. Pour les relais à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> • vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> : • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension ou de courant par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur. • Alarmes de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • que les réglages sont conformes aux spécifications : • le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> : • la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillés qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> .

3. Pour les tableaux de la présente norme, une année civile commence le premier jour de l'année (le 1^{er} janvier) qui suit la fin d'une activité d'entretien, et un mois civil commence le premier jour du mois qui suit la fin d'une activité d'entretien.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-2
Type de composant – Systèmes de communication
 À l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Tout système de communication non surveillé nécessaire au bon fonctionnement des fonctions de protection, et n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	4 mois civils	Vérifier que le système de communication est fonctionnel.
	6 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (niveau de signal, puissance réfléchie, taux d'erreur binaire, etc.). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> .
Tout système de communication avec surveillance continue ou essais périodiques automatisés de présence de la fonction de canal, et avec alarme de perte de fonction (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (niveau de signal, puissance réfléchie, taux d'erreur binaire, etc.). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> .
Tout système de communication ayant tous les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la performance du canal selon des critères pertinents à la technologie de communication utilisée (niveau de signal, puissance réfléchie, taux d'erreur binaire, etc.) et alarme de dégradation excessive de la performance (voir le tableau 2). • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et les sorties non surveillées du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> .

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-3 <i>Type de composant – Dispositifs sensibles à la tension ou au courant fournissant des signaux à des relais de protection</i> <i>À l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)</i>		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Tout dispositif sensible à la tension ou au courant n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.	12 années civiles	Vérifier que des valeurs de signal de courant et de tension sont fournies au relais de protection.
Dispositifs sensibles à la tension ou au courant connectés à un relais à microprocesseur avec des mesures c.a. qui sont surveillées en permanence par comparaison entre la valeur du signal captée (mesurée par le relais à microprocesseur) et une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 a) Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au plomb de type ouvert, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3) À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au plomb de type ouvert n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. <p>Inspecter :</p> <ul style="list-style-type: none"> • le niveau d'électrolyte ; • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité des batteries ; • la résistance de connexion aux bornes des batteries ; • la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries. <p>Inspecter :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'état de tous les éléments de batterie s'ils sont visibles, ou mesurer la valeur ohmique interne des éléments ou des batteries si les éléments ne sont pas visibles ; • l'état de l'étagère à batteries.
	18 mois civils OU 6 années civiles	<p>Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en comparant des mesures d'élément ou de batterie indicatives de la performance (valeurs ohmiques internes, courant d'entretien, etc.) aux valeurs de référence des batteries.</p> <p style="text-align: center;">OU</p> <p>Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.</p>

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 b) Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au plomb de type étanche, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3) À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au plomb de type étanche n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	6 mois civils	Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de tous les éléments de batterie en mesurant leur valeur ohmique interne.
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité des batteries ; • la résistance de connexion aux bornes des batteries ; • la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de l'étagère à batteries.
	6 mois civils OU 3 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en comparant des mesures d'élément ou de batterie indicatives de la performance (valeurs ohmiques internes, courant d'entretien, etc.) aux valeurs de référence des batteries. OU Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 c) Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au nickel-cadmium, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3) À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Alimentation à c.c. de poste de système de protection équipée de batteries au nickel-cadmium n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • le niveau d'électrolyte ; • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité des batteries ; • la résistance de connexion aux bornes des batteries ; • la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de tous les éléments de batterie ; • l'état de l'étagère à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 d) Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection avec stockage d'énergie autre qu'à batteries, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3) À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Toute alimentation à c.c. de poste de système de protection autre qu'à batteries et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de l'alimentation à c.c. de poste autre qu'à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que l'alimentation à c.c. de poste peut fonctionner selon ses performances d'origine lorsque l'alimentation c.a. est absente.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 e) <i>Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection pour dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis</i>		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Toute alimentation à c.c. de poste d'un <i>système de protection</i> servant à déclencher uniquement des dispositifs de coupure hors <i>BES</i> faisant partie d'un <i>automatisme de réseau</i> ou d'un système de DSF ou de DST non réparti, et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 f).	Lors de la vérification des circuits de contrôle (voir le tableau 1-5)	Vérifier la tension de l'alimentation à c.c. de poste.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 1-4 f) Exclusions concernant les dispositifs et systèmes de surveillance des alimentations de poste à c.c. de système de protection		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance de minimum et de maximum de tension du chargeur de batteries et alarme permettant de détecter une surtension ou une défaillance du chargeur (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Des vérifications périodiques de la tension de l'alimentation à c.c. de poste ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de niveau d'électrolyte pour chaque élément (voir le tableau 2).		Des inspections périodiques du niveau d'électrolyte de chaque élément ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance et alarme de contact à la terre accidentel (voir le tableau 2).		Des détections périodiques de contacts c.c. à la terre accidentels ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance et alarme de tension d'entretien du chargeur assurant l'application d'une tension d'entretien correcte aux batteries de l'alimentation à c.c. de poste (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la tension d'entretien du chargeur ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de continuité de la chaîne de batteries (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la continuité de la chaîne de batteries ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de résistance entre éléments et directement aux bornes du groupe de batteries (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la résistance entre éléments et aux bornes ne sont pas requises.
Toute batterie d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne ou de courant d'entretien, et comparaison des valeurs mesurées à des valeurs ohmiques internes de référence pour chaque élément ou batterie (voir le tableau 2).		Des comparaisons périodiques des valeurs mesurées des éléments ou batteries par rapport à des valeurs de référence ne sont pas requises pour vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine.
Toute batterie d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne de chaque élément ou batterie (voir le tableau 2).		Des inspections périodiques de l'état de toutes les batteries d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert par la mesure des valeurs ohmiques internes ne sont pas requises.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

<p align="center">Tableau 1-5 <i>Type de composant – Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3), de réenclencheurs automatiques (voir le tableau 4) et de déclencheurs à pression soudaine (voir le tableau 5)</i></p> <p align="center">Remarque : Les exigences de ce tableau s'appliquent à tous les <i>composants</i> de circuit de contrôle de <i>systèmes de protection</i> et de <i>plans de défense</i>, sauf indication particulière.</p>		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Bobines de déclenchement ou actionneurs de disjoncteurs, d'appareils de coupure ou de dispositifs d'atténuation (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier que chaque bobine de déclenchement est capable d'actionner le disjoncteur, l'appareil de coupure ou le dispositif d'atténuation.
Verrouillages électromécaniques situés directement dans un trajet de déclenchement entre le relais de protection et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des verrouillages électromécaniques.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un <i>automatisme de réseau</i> . (Pour les <i>plans de défense</i> qui comportent un <i>réenclencheur automatique</i> , voir le tableau 4-2 b.)	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle qui sont essentiels au bon fonctionnement de l' <i>automatisme de réseau</i> .
Circuits de contrôle non surveillés associés à des fonctions de protection, y compris tous les relais auxiliaires.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.
Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection ou à des <i>plans de défense</i> dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 2 – Trajets d’alarme et surveillance

Dans les tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5, les attributs d’alarme qui servent à justifier l’allongement des intervalles d’entretien maximaux ou la réduction des activités d’entretien sont soumis aux exigences d’entretien suivantes.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d’entretien maximal	Activités d’entretien minimales
<p>Tout trajet emprunté par les alarmes des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 entre le point d’origine de l’alarme et le point d’application d’une action corrective, et qui ne présente pas tous les attributs de la catégorie « Trajet d’alarme avec surveillance » ci-dessous.</p> <p>Les alarmes sont transmises dans un délai de 24 h au point d’application d’une action corrective.</p>	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier que le trajet d’alarme transmet les signaux d’alarme jusqu’au point d’application d’une action corrective.</p>
<p>Trajet d’alarme avec surveillance :</p> <p>Le point d’application d’une action corrective reçoit une alarme dans un délai de 24 h en cas de défaillance de toute partie du trajet d’alarme entre le point d’origine de l’alarme et le point d’application d’une action corrective.</p>	<p>Pas d’indication d’entretien périodique</p>	<p>Aucune.</p>

Tableau 3
Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
<p>Tout relais de protection non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.</p>	<p>6 années civiles</p>	<p>Vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications.</p> <p>Pour les relais autres qu'à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • mettre à l'essai et réétalonner si nécessaire. <p>Pour les relais à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> : • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
<p>Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension ou de courant par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur. • Alarmes de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • que les réglages sont conformes aux spécifications : • le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> : • la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
<p>Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillées qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i>.</p>
<p>Dispositifs sensibles à la tension ou au courant associés à des systèmes de DSF ou de DST.</p>	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier que les valeurs de signal de courant ou de tension sont fournies aux relais de protection.</p>
<p>Alimentation c.c. de <i>système de protection</i> pour le déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i> utilisés uniquement pour un système de DSF ou de DST.</p>	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier la tension d'alimentation c.c. du <i>système de protection</i>.</p>

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 3
Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Circuits de contrôle entre les relais de DSF ou de DST et des relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i>).	12 années civiles	Vérifier le trajet entre le relais et le relais auxiliaire à rappel manuel ou automatique (y compris la logique de supervision essentielle).
Relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique associés uniquement à des systèmes de DSF ou de DST (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i>).	12 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique.
Circuits de contrôle entre les relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique et les dispositifs de coupure hors <i>BES</i> dans des systèmes de DSF ou de DST, ou entre des relais de DSF ou de DST (sans interposition de relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique) et les dispositifs de coupure hors <i>BES</i> (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i>).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.
Bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors <i>BES</i> dans des systèmes de DSF ou de DST.	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 4-1
Activités et intervalles d'entretien pour les composants de réenclencheur automatique
Type de composant – Relais réenclencheur et de surveillance

Remarque : Dans les cas où les composants de réenclencheur automatique sont les mêmes que ceux des tableaux 1-1 à 1-5, il suffit de mettre à l'essai les composants une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
<p>Tout relais réenclencheur ou de surveillance non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.</p>	<p>6 années civiles</p>	<p>Vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications.</p> <p>Pour les relais réenclencheurs ou de surveillance autres qu'à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • mettre à l'essai et réétalonner si nécessaire. <p>Pour les relais réenclencheurs ou de surveillance à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>réenclencheur automatique</i>. <p>Pour les relais de surveillance à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
<p>Relais réenclencheur ou de surveillance à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Alarme de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2). <p>Pour les relais de surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur. 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • que les réglages sont conformes aux spécifications : • le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>réenclencheur automatique</i>. <p>Pour les relais de surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 4-1
Activités et intervalles d'entretien pour les composants de réenclencheur automatique
Type de composant – Relais réenclencheur et de surveillance

Remarque : Dans les cas où les composants de réenclencheur automatique sont les mêmes que ceux des tableaux 1-1 à 1-5, il suffit de mettre à l'essai les composants une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
<p>Relais réenclencheurs ou de surveillance à microprocesseur surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2). <p>Pour les relais de surveillance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). 	<p align="center">12 années civiles</p>	<p>Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillées qui sont essentielles au bon fonctionnement du réenclencheur automatique.</p>

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

<p align="center">Tableau 4-2 a) Activités et intervalles d'entretien pour les <i>composants de réenclencheur automatique</i> Type de composant – Circuits de contrôle associés à des relais réenclencheurs et de surveillance qui ne font PAS partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i></p>		
<p align="center">Remarque : Dans les cas où les <i>composants de réenclencheur automatique</i> sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les <i>composants</i> une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.</p>		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Circuits de contrôle non surveillés associés à un <i>réenclencheur automatique</i> qui ne fait pas partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i> .	12 années civiles	Vérifier que le <i>réenclencheur automatique</i> , lors du déclenchement, n'envoie pas une commande de fermeture prématurée au circuit de fermeture.
Circuits de contrôle associés à un <i>réenclencheur automatique</i> qui ne fait pas partie d'un <i>automatisme de réseau</i> , et surveillés au moyen d'un dispositif d'alarme sensible à des conditions qui entraîneraient une commande de fermeture prématurée (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

<p align="center">Tableau 4-2 b) Activités et intervalles d'entretien pour les <i>composants de réenclencheur automatique</i> Type de composant – Circuits de contrôle associés à des relais réenclencheurs et de surveillance qui FONT partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i></p>		
<p align="center">Remarque : Dans les cas où les <i>composants de réenclencheur automatique</i> sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les <i>composants</i> une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.</p>		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Bobines de fermeture ou actionneurs de disjoncteurs ou de dispositifs semblables utilisés en combinaison avec un <i>réenclencheur automatique</i> dans un <i>automatisme de réseau</i> (sans égard à toute surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier que chaque bobine de fermeture ou actionneur est capable d'actionner le disjoncteur ou le dispositif de protection.
Circuits de contrôle de fermeture non surveillés associés à un <i>réenclencheur automatique</i> faisant partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i> .	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle associés au <i>réenclencheur automatique</i> qui sont essentiels au bon fonctionnement de l' <i>automatisme de réseau</i> .
Circuits de contrôle associés à un <i>réenclencheur automatique</i> faisant partie intégrante d'un <i>automatisme de réseau</i> dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 4-3
Activités et intervalles d'entretien pour les composants de *réenclencheur automatique*
Type de composant – Dispositifs sensibles à la tension associés à des relais de surveillance

Remarque : Dans les cas où les *composants de réenclencheur automatique* sont les mêmes que ceux du tableau 1-3, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Tout dispositif sensible à la tension n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.	12 années civiles	Vérifier que des valeurs de signal de tension sont fournies aux relais de surveillance.
Dispositifs sensibles à la tension connectés à un relais à microprocesseur avec mesures c.a. qui sont surveillés en permanence par comparaison entre la valeur du signal captée (mesurée par le relais à microprocesseur) et une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 5
Activités et intervalles d'entretien pour les déclencheurs à pression soudaine

Remarque : Dans les cas où les *composants de déclencheurs à pression soudaine* sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les *composants* une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Tout relais de surpression de défaut.	6 années civiles	Vérifier que le mécanisme sensible à la pression ou au débit fonctionne bien.
Verrouillages électromécaniques situés directement dans un trajet de déclenchement entre le relais de surpression de défaut et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des verrouillages électromécaniques.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un <i>déclencheur à pression soudaine</i> .	12 années civiles	Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.
Circuits de contrôle associés à des <i>déclencheurs à pression soudaine</i> dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).	Pas d'indication d'entretien périodique	Aucune.

PRC-005 – Annexe A

Critères d'un programme d'entretien de systèmes de protection selon la performance

Objet : Établir un fondement technique pour l'adoption initiale et le maintien d'un *programme d'entretien de systèmes de protection (PSMP)* selon la performance.

Pour justifier techniquement l'adoption initiale d'un PSMP selon la performance :

1. Dresser une liste décrivant les *composants* compris dans chaque *segment* désigné, avec une population minimale de 60 *composants* par *segment*.
2. Effectuer l'entretien des *composants* de chaque *segment* selon les intervalles maximaux admissibles préétablis des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 jusqu'à obtenir des résultats d'activité d'entretien pour au moins 30 *composants* du *segment*.
3. Documenter les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment*, y compris les dates d'entretien et les *événements dénombrables* pour chaque *composant* du *segment*.
4. Analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment* afin de déterminer la performance globale du *segment* et d'établir des intervalles d'entretien.
5. Déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque *segment* de telle manière que des *événements dénombrables* ne touchent pas plus de 4 % des *composants* qui le constituent, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers *composants* touchés par les activités d'entretien, soit tous les *composants* touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Pour justifier techniquement le maintien d'un PSMP selon la performance :

1. Au moins une fois par an, mettre à jour la liste des *composants* et des *segments* ou leur description si des changements sont survenus dans un *segment*.
2. Effectuer chaque année l'entretien selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit sur 5 % des *composants* (visés par le PSMP selon la performance) de chaque *segment*, soit sur trois *composants* individuels à l'intérieur du *segment*.
3. Pour l'année précédente, analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment* afin de déterminer la performance globale du *segment*.
4. À partir des données de l'année précédente, déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque *segment* de telle manière que des *événements dénombrables* ne touchent pas plus de 4 % des *composants* qui le constituent, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers *composants* touchés par les activités d'entretien, soit tous les *composants* touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Si les *composants* d'un *segment* dont l'entretien est régi par un PSMP selon la performance sont touchés par 4 % ou plus d'*événements dénombrables*, établir, documenter et mettre en œuvre un plan d'action visant à ramener le taux d'*événements dénombrables* à moins de 4 % de la population du *segment* dans un délai de trois ans.

Justification

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

Justification des changements à la définition de *réenclencheur automatique*

En réponse aux prescriptions de l'Ordonnance 803 de la FERC sur les *réenclencheurs automatiques*, la définition de *réenclencheur automatique* a été modifiée pour y ajouter les relais de surveillance, ainsi que les capteurs de tension et les circuits de contrôle qui y sont associés.

Justification du changement à la définition de *type de composant*

La définition de *réenclencheur automatique* modifiée comporte désormais quatre éléments, au lieu de deux éléments dans la version antérieure.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et
des déclencheurs à pression soudaine**

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

Remplacer toute référence au *système de production-transport d'électricité (BES)* par *réseau de transport principal (RTP)*, incluant dans les notes de bas de page 1 et 2..

Les alinéas de la section 4.2 s'appliquent sauf pour les alinéas suivants qui ont préséance :

4.2.2. *Systèmes de protection* de systèmes de délestage en sous-fréquence (DSF).

4.2.5. *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations de production* qui font partie du *RTP* (sauf les *ressources de production décentralisées*), notamment les suivants :

4.2.6. *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine des installations de production* suivantes qui font partie du *RTP*, dans le cas des *ressources de production décentralisées* :

4.2.6.1. *Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations* visées par le point b) de la définition de *ressources de production décentralisées* dans le *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le « Glossaire »).

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : XX mois 20XX

Pour les *systèmes de protection* du *BPS* qui étaient visés par la norme PRC-005-2 : les dates de mise en application des exigences sont celles de la norme PRC-005-2 (voir tableaux 1a et 1b de la présente annexe).

Pour les *systèmes de protection* du *RTP* qui n'étaient pas visés par la norme PRC-005-2 : les dates de mise en application des exigences sont précisées aux tableaux 2a et 2b de la présente annexe.

Annexe PRC-005-6-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Ces tableaux concernent non seulement les équipements qui sont dorénavant visés parce qu'ils font partie du *RTP* (y compris le *BPS*), mais également les éléments nouvellement visés par la norme PRC-005-6, soit : les *réenclencheurs automatiques*, les *déclencheurs à pression soudaine*, les *systèmes de protection* installés à titre d'*automatisme de réseau (RAS)* et qui ne correspondaient pas à la définition précédente de *SPS* ainsi que les *systèmes de protection des ressources de production décentralisées*.

Tableau 1a – Dates de mise en application de la norme PRC-005-2, applicable seulement au BPS

Exigences	Dates de mise en application
E1, E2 et E5	1 ^{er} janvier 2017
E3 et E4	Voir tableau ci-dessous

Tableau 1b – Dates de mise en application de la norme PRC-005-2 des exigences E3 et E4

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 3)	Applicabilité	Date de mise en application
< 1 an	100% des entretiens requis	1 ^{er} janvier 2017
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2018
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2019
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2021
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2019
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2023
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2027

Tableau 2a – Dates de mise en application de la norme PRC-005-6, applicables au RTP et visant dorénavant les *réenclencheurs automatiques*, les *déclencheurs à pression soudaine*, les *systèmes de protection* qui sont installés à titre d'*automatisme de réseau (RAS)*, mais qui ne correspondaient pas à la définition précédente de *SPS*, et les *systèmes de protection de ressources de production décentralisées*

Exigences	Dates de mise en application
E1, E2 et E5	12 mois après l'entrée en vigueur de la norme
E3 et E4	Voir tableau ci-dessous

Annexe PRC-005-6-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

Tableau 2b – Dates de mise en application de la norme PRC-005-6 des exigences E3 et E4

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 5)	Applicabilité	Date de mise en application
< 1 an	100% des entretiens requis	24 mois après l'entrée en vigueur de la norme
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	27 mois après l'entrée en vigueur de la norme
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	27 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	60% des entretiens requis	39 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	100% des entretiens requis	52 mois après l'entrée en vigueur de la norme
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	36 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	60% des entretiens requis	48 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	100% des entretiens requis	72 mois après l'entrée en vigueur de la norme
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	60 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	60% des entretiens requis	90 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	100% des entretiens requis	144 mois après l'entrée en vigueur de la norme

6. Définitions de termes utilisés dans la norme

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et
des déclencheurs à pression soudaine**

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

Documents de référence supplémentaires

Aucune disposition particulière

Tableaux 1-1 à 1-5

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « hors *BES* » par « hors *RTP* ».

Tableau 2

Aucune disposition particulière

Tableau 3

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « hors *BES* » par « hors *RTP* ».

Tableaux 4-1 à 5

Aucune disposition particulière

Annexe A

Aucune disposition particulière

Annexe PRC-005-6-QC-1

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et
des déclencheurs à pression soudaine**

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production
2. **Numéro :** PRC-024-2
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *propriétaires d'installation de production* règlent leurs relais de protection de groupe de telle sorte que les groupes de production restent raccordés pendant des excursions de fréquence et de tension définies.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-024-2.

B. Exigences

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des relais de protection en fréquence de groupe¹ activés afin de déclencher ses groupes de production visés doit régler ces relais de protection de telle sorte que les relais de protection en fréquence de groupe ne déclenchent pas les groupes de production visés à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024, sous réserve des exceptions suivantes² :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- Un groupe de production peut être déclenché si les fonctions de protection (comme les fonctions de type perte de synchronisme ou perte de champs) fonctionnent en raison d'une perte de synchronisme imminente ou avérée ou, dans le cas des groupes de production asynchrones, en raison d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance.
 - Un groupe de production peut être déclenché si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
 - Un groupe de production peut être déclenché à l'intérieur d'une portion de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024 en cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.

-
1. Chaque *propriétaire d'installation de production* n'est pas tenu d'avoir installé ou activé sur son groupe de production des relais de protection en fréquence ou en tension (y compris, notamment, des fonctions de protection en fréquence et en tension pour des relais distincts, des relais V/Hz évalués à la fréquence nominale, des dispositifs de protection multifonctions ou des fonctions de protection intégrées aux systèmes de commande qui déclenchent directement ou envoient des signaux de déclenchement ou le groupe de production d'après des entrées de fréquence ou de tension).
 2. Dans le cas des relais de protection en fréquence associés à des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES*, cette exigence s'applique aux relais de protection en fréquence qui surveillent les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées, et aussi aux relais de protection en fréquence qui surveillent les équipements compris entre les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées et le point de raccordement.

Norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des relais de protection de groupe en tension¹ activés afin de déclencher ses groupes de production visés doit régler ses relais de protection de telle sorte que le relais de protection en tension du groupe ne déclenche pas les groupes de production visés par suite d'une excursion de tension (au point de raccordement³) causée par un événement sur le réseau de transport à l'extérieur de la centrale de production qui demeure à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 2 de la norme PRC-024⁴. Si le *planificateur de réseau de transport* permet des réglages de relais de tension moins rigoureux que ceux prescrits à l'annexe 2 de la norme PRC-024, le *propriétaire d'installation de production* doit régler ses relais de protection à l'intérieur des caractéristiques de rétablissement de la tension établies par une étude du *planificateur de réseau de transport* pour un secteur particulier. L'exigence E2 est soumise aux exceptions suivantes :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

- Un groupe de production peut être déclenché conformément à un *automatisme de réseau (SPS)* ou à un *plan de défense (RAS)*.
- Un groupe de production peut être déclenché si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
- Un groupe de production peut être déclenché si les fonctions de protection (comme les fonctions de type perte de synchronisme ou perte de champs) opèrent en raison d'une perte de synchronisme imminente ou avérée ou, dans le cas des groupes de production asynchrones, en raison d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance.
- Un groupe de production peut être déclenché à l'intérieur d'une portion de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024 en cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit documenter chaque limitation réglementaire ou d'équipement⁵ connue qui empêche un groupe de production visé ayant des relais de protection en fréquence ou en tension de groupe de respecter les critères de réglage de relais de l'exigence E1 ou E2 incluant, mais sans s'y limiter, des résultats d'études, de l'expérience d'un événement réel ou des avis d'un fabricant.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

3.1. Le *propriétaire d'installation de production* doit communiquer la limitation réglementaire ou d'équipement documentée, ou le retrait de la limitation réglementaire ou d'équipement documentée précédemment à son *coordonnateur de la planification* et à son *planificateur de réseau de transport* dans les 30 jours civils suivant les événements suivants :

-
3. Aux fins de la présente norme, le point de raccordement désigne le côté transport (haute tension) du transformateur élévateur de groupe de production.
 4. Dans le cas des relais de protection en tension associés à des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du *BES*, cette exigence s'applique aux relais de protection en tension qui surveillent les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées, et aussi aux relais de protection en tension qui surveillent les équipements compris entre les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées et le point de raccordement.
 5. À l'exclusion des limitations qui découlent de la capacité de réglage des relais utilisés pour la protection en fréquence et en tension du groupe de production; toutefois, cette exclusion ne s'étend pas aux limitations qui ont leur origine dans l'équipement protégé par ces relais.

Norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

- l'identification d'une limitation réglementaire ou d'équipement ;
- la réparation de l'équipement causant la limitation qui enlève la limitation ;
- le remplacement de l'équipement causant la limitation par un équipement qui enlève la limitation ;
- la création ou l'ajustement d'une limitation d'équipement causée par l'épuisement de la tolérance cumulative d'excursion de fréquence pour la durée de vie d'une turbine.

E4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir ses réglages de déclenchement de protection de groupe visés associés aux exigences E1 et E2 au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* qui modélisent le groupe en cause, dans un délai de 60 jours civils après avoir reçu la demande écrite pour les données, et dans un délai de 60 jours civils après tout changement aux réglages de déclenchement demandés précédemment à moins que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* requérant indique que la déclaration des changements de réglage de relais n'est pas requise.

[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

C. Mesures

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les relais de protection en fréquence de groupes ont été réglés conformément à l'exigence E1, comme des fiches de réglage, des fiches d'étalonnage ou d'autres documents datés.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les relais de protection en tension de groupes ont été réglés conformément à l'exigence E2, comme des fiches de réglage, des graphiques tension-temps, des fiches d'étalonnage, des tracés de coordination, des études de simulation dynamique ou d'autres documents datés.

M3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a documenté et communiqué toutes les limitations réglementaires ou d'équipement connues (sous réserve des exceptions indiquées à la note 5) qui ont entraîné une dérogation aux exigences E1 ou E2 conformément à l'exigence E3, comme un courriel ou une lettre qui contient de la documentation pertinente (résultats d'étude, expérience d'un événement réel, avis d'un fabricant, etc.).

M4. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a communiqué les réglages de déclenchement de protection de groupes conformément à l'exigence E4, comme des courriels, des lettres ou d'autres documents, ainsi que des copies de toute demande reçue pour cette information.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable 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 visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, l'ERO ou une *entité régionale* approuvée par la FERC ou un autre organisme gouvernemental pertinent doit jouer le rôle de *CEA*.

1.2. Conservation des données

Les périodes de conservation des 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 les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1 à E4 pendant trois ans ou jusqu'à l'audit suivant, selon la durée la plus longue.

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

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

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

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

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le propriétaire <i>d'installation de production</i> ayant une protection en fréquence activée afin de déclencher un groupe de production n'a pas réglé son relais de protection en fréquence de groupe de telle sorte qu'il ne déclenche pas pour les critères listés à l'exigence E1, à moins d'une limitation réglementaire ou d'équipement documentée et communiquée conformément à l'exigence E3.
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ayant des relais de protection en tension activés afin de déclencher un groupe de production n'a pas réglé ses relais de protection en tension de telle sorte qu'il ne déclenche pas par suite d'une excursion de tension au point de raccordement causée par un événement à l'extérieur de la centrale, en vertu des critères spécifiés à l'exigence E2, à moins d'une limitation réglementaire ou d'équipement documentée et communiquée conformément à l'exigence E3.

Norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	<p>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation documentée à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 30 jours civils mais d'au plus 60 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a documenté aucune limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas communiqué la limitation documentée à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 120 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>
E4	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de 150 jours civils après un changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni les réglages de déclenchement dans un délai de 150 jours civils après une demande écrite.</p>

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucune

Norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Historique des versions

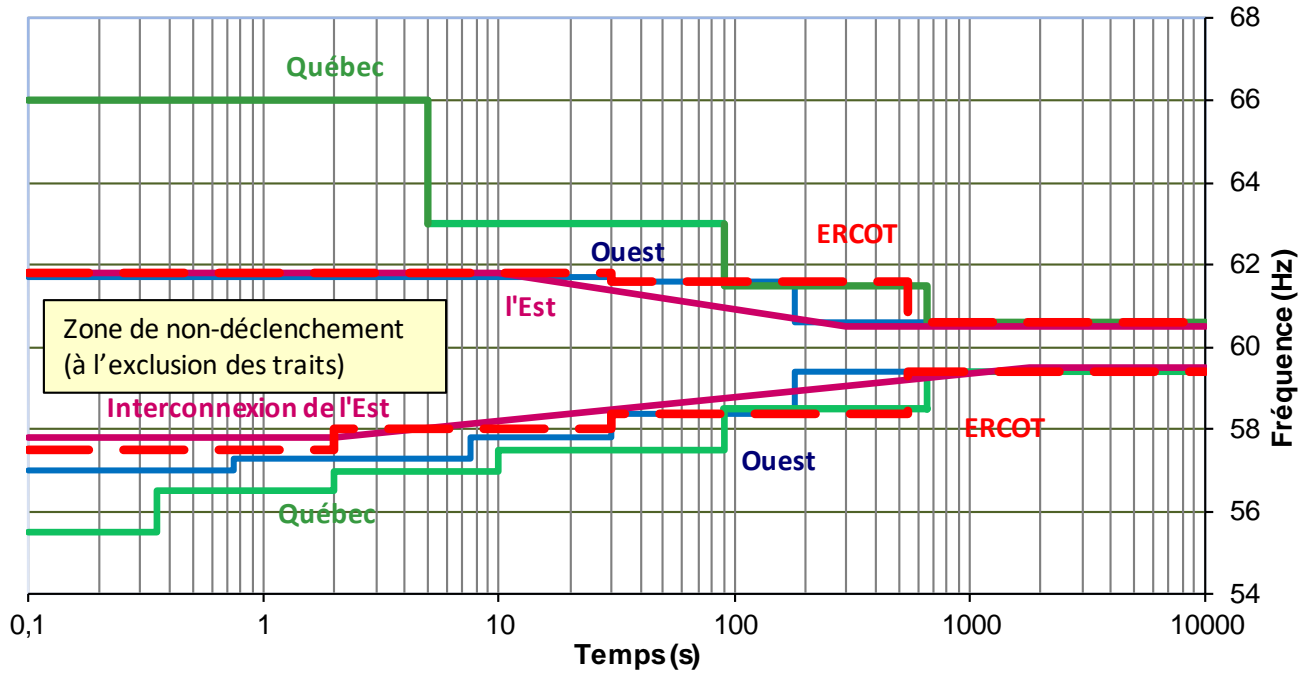
Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	9 mai 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-024-1 (l'ordonnance entre en vigueur le 1er juillet 2016)	
2	12 février 2015	Adoption par le conseil d'administration 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	29 mai 2015	Lettre d'ordonnance de la FERC (dossier RD15-3-000) approuvant la norme PRC-024-2	Modifications visant à établir l'applicabilité aux propriétaires de ressources de production décentralisées

G. Références

1. « The Technical Justification for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard, A White Paper Developed by the Wind Generation Task Force (WGTF) », datée du 13 juin 2007, directive approuvée par le « WECC Technical Studies Subcommittee ».

PRC-024 – Annexe 1

COURBE D'EXCURSION ADMISSIBLE
PAR RAPPORT À LA FRÉQUENCE NOMINALE



Valeurs des points de la courbe :

Interconnexion de l'Est

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
≥61,8	Déclenchement instantané	≤57,8	Déclenchement instantané
≥60,5	$10^{(90,935-1,45713 \times f)}$	≤59,5	$10^{(1,7373 \times f-100,116)}$
<60,5	Fonctionnement continu	>59,5	Fonctionnement continu

Norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Interconnexion de l'Ouest

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
$\geq 61,7$	Déclenchement instantané	$\leq 57,0$	Déclenchement instantané
$\geq 61,6$	30	$\leq 57,3$	0,75
$\geq 60,6$	180	$\leq 57,8$	7,5
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 58,4$	30
		$\leq 59,4$	180
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

Interconnexion du Québec

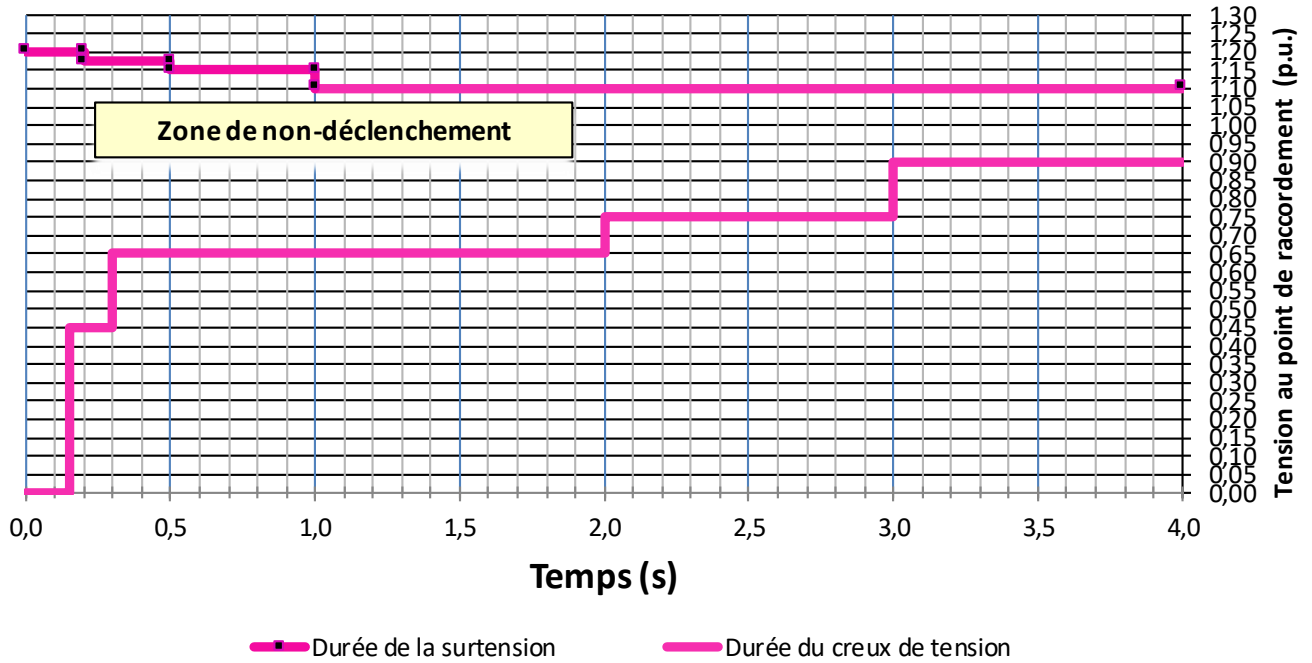
Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
$> 66,0$	Déclenchement instantané	$< 55,5$	Déclenchement instantané
$\geq 63,0$	5	$\leq 56,5$	0,35
$\geq 61,5$	90	$\leq 57,0$	2
$\geq 60,6$	660	$\leq 57,5$	10
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 58,5$	90
		$\leq 59,4$	660
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

Interconnexion ERCOT

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Durée (s)	Fréquence (Hz)	Durée (s)
$\geq 61,8$	Déclenchement instantané	$\leq 57,5$	Déclenchement instantané
$\geq 61,6$	30	$\leq 58,0$	2
$\geq 60,6$	540	$\leq 58,4$	30
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 59,4$	540
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

PRC-024 – Annexe 2

Courbe de tenue aux excursions de tension en fonction de la durée



Durée de tenue :

Durée de tenue aux surtensions		Durée de tenue aux creux de tension	
Tension (p.u.)	Temps (s)	Tension (p.u.)	Temps (s)
≥1,200	Déclenchement instantané	<0,45	0,15
≥1,175	0,20	<0,65	0,30
≥1,15	0,50	<0,75	2,00
≥1,10	1,00	<0,90	3,00

Éclaircissements sur le graphique de tenue aux excursions de tension

Détails de la courbe :

1. L'unité de base de tension pour ces courbes est la tension nominale d'exploitation au point de raccordement au *système de production-transport d'électricité (BES)* indiquée par le *planificateur de réseau de transport* dans l'analyse de la fiabilité des réseaux de transport interconnectés.
2. Les courbes représentées ont été dérivées en se basant sur des défauts de zone 1 avec *élimination normale* sur au plus 9 cycles dans un réseau de transport triphasé. Les courbes s'appliquent aux excursions de tension sans égard au type d'événement déclencheur.
3. L'enveloppe entre les courbes représente la durée cumulative de la tension au point de raccordement avec le *BES*. Par exemple, si la tension au début dépasse 1,15 p.u. à 0,3 s suivant un défaut, ne dépasse pas 1,2 p.u., puis retourne au-dessous de 1,15 p.u. à 0,4 s, le temps cumulatif quand la tension est au-delà de 1,15 p.u. est de 0,1 s, valeur qui se situe à l'intérieur de la zone de non-déclenchement de la courbe.
4. Les courbes représentées correspondent à la fréquence de 60 Hz du réseau. Lorsqu'on évalue une protection volts/hertz, on peut ajuster la courbe de surtension en proportion des écarts de fréquence au-dessous de 60 Hz.
5. La tension dans le graphique suppose une tension minimale phase-terre ou phase-phase à la fréquence fondamentale pour la courbe de durée en sous-tension, et la tension phase-phase efficace ou crête maximale, selon la valeur la plus élevée pour la courbe de durée en surtension.

Évaluation des réglages de relais de protection

1. En utilisant les hypothèses suivantes ou les conditions de charge jugées les plus probables pour le groupe étudié, évaluer les réglages de relais de protection en tension pour les conditions initiales en régime permanent :
 - a. tous les groupes qui alimentent le même transformateur sont raccordés au réseau et en exploitation ;
 - b. tous les groupes fonctionnent à leur pleine puissance active nominale ;
 - c. le facteur de puissance mesuré aux bornes du groupe de production est de 0,95 en retard de phase (le groupe fournit de la puissance réactive au réseau) ;
 - d. le régulateur automatique de tension est en mode de réglage de tension automatique.
2. Évaluer les réglages de relais de protection en tension en prenant pour hypothèse que tout équipement supplémentaire installé à la centrale (compensateurs statiques, compensateurs synchrones, condensateurs, etc.) est disponible et fonctionne normalement.
3. Évaluer les réglages de relais de protection en tension en tenant compte des réglages réels de prise de transformateur entre les bornes du groupe de production et le point de raccordement.

Justification

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

Justification des notes de bas de page 2 et 4

L'équipe de rédaction a jugé bon de spécifier que les réglages des relais de protection qui surveillent tant les groupes de production individuels que les équipements de regroupement (y compris tout équipement de réseau collecteur d'énergie électrique hors *BES*) doivent respecter la « zone de non-déclenchement » indiquée dans les exigences afin de maintenir la fiabilité du *BES*. Si certains réglages de relais de protection qui surveillent ces éléments de l'installation étaient exclus de la présente norme, il pourrait en résulter la perte partielle ou complète de la capacité de production de l'installation décentralisée pendant une excursion de tension ou de fréquence.

Annexe PRC-024-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes 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

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 : XX mois 20XX
- 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : XX mois 20XX
- 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : XX mois 20XX

Les exigences sont mises en application aux dates indiquées dans le tableau suivant :

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 à E4	Au moins 40 % de ses installations visées	15 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	Au moins 60 % de ses installations visées	27 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	Au moins 80 % de ses installations visées	39 mois après l'entrée en vigueur de la norme
	100 % de ses installations visées	51 mois après l'entrée en vigueur de la norme

B. Exigences

Disposition particulière relative à l'exigence E1 :

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes
de production**

Les centrales éoliennes, thermiques et photovoltaïques ainsi que les centrales munies de génératrices asynchrones doivent respecter les courbes à l'annexe 1, comme le prescrit l'exigence E1, sauf qu'elles peuvent être déclenchées lorsque la fréquence est $\geq 61,7$ Hz.

Dispositions particulières relatives à l'exigence E2 :

Remplacer « l'annexe 2 de la norme PRC-024 » par « l'annexe 2 de l'annexe QC-PRC-024-2 ».

Remplacer la première exception à l'exigence E2 par : « Un groupe de production peut être déclenché conformément à un *automatisme de réseau (RAS)*. »

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

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Références

Aucune disposition particulière

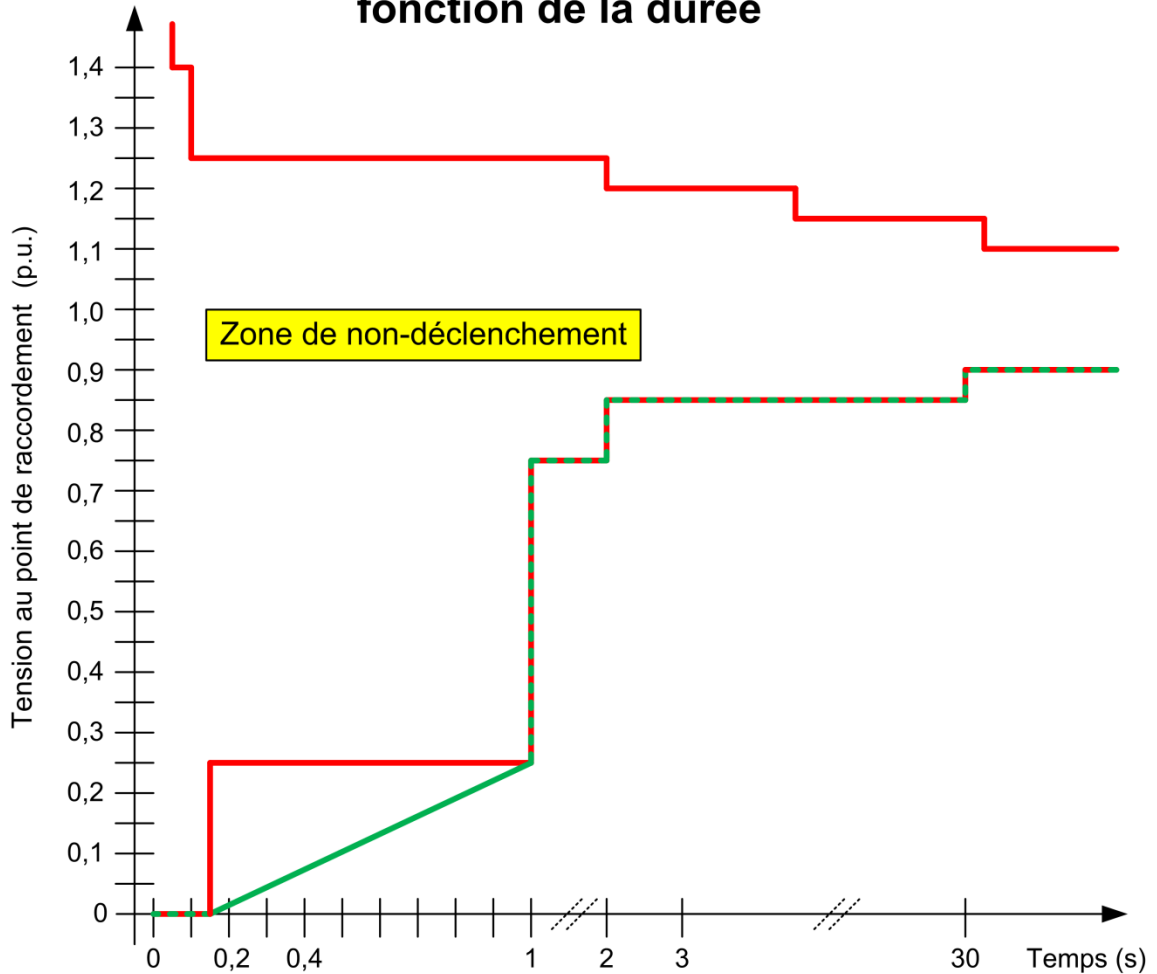
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes
de production

Aucune disposition particulière

PRC-024-2 – Annexe 2

Remplacer la courbe et le tableau par les éléments suivants :

**Courbe de tenue aux excursions de tension en
fonction de la durée**



- Durée de la surtension.
- Durée du creux de tension, sauf pour les centrales éoliennes.
- Durée du creux de tension pour les centrales éoliennes.

Durée de tenue :

Annexe PRC-024-2-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

Durée de tenue aux surtensions		Durée de tenue aux creux de tension	
Tension (p.u.)	Temps (s)	Tension (p.u.)	Temps (s)
$V > 1,4$	0,033	$0,9 \leq V \leq 1,10$	permanent
$1,25 < V \leq 1,40$ (note 1)	0,10	$0,85 \leq V < 0,9$	30
$1,20 < V \leq 1,25$	2,0	$0,75 \leq V < 0,85$	2,0
$1,15 < V \leq 1,20$	30,0	$0,25 \leq V < 0,75$	1,0
$1,10 < V \leq 1,15$	300	$0 \leq V < 0,25$ (note 2)	0,15

Note 1. Un blocage temporaire est autorisé après un délai de 0,022 seconde lorsque la tension de composante directe dépasse 1,25 p.u. Le fonctionnement normal est cependant obligatoire dès que la tension redescend sous le seuil de 1,25 p.u.

Note 2. Pour les tensions d'entre 0 et 0,25 p.u., les centrales éoliennes doivent respecter la durée minimale calculée par la fonction suivante : $D = 3,4 V + 0,15$ où D est la durée minimale et V est la tension en p.u.

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	XX mois 201X	Nouvelle annexe	Nouvelle