

---

## **Projet QC-2016-02**

### **Normes PRC-004-5(i) - Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection et PRC-010-2 – Délestage de charge en sous tension**

---

#### **1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE**

L'objectif des normes PRC-004-5 et PRC-010-2 est d'identifier et de corriger les fonctionnements incorrects d'un système de protection des systèmes de délestage de charge en sous-tension (DST) et d'évaluer convenablement les performances de ces équipements. Ces normes ont été élaborées dans le but de consolider les normes DST existantes et de mettre en œuvre une approche intégrée et coordonnée des programmes DST.

La norme PRC-004-5 traite les systèmes de protection qui mettent hors circuit les dispositifs de coupure de BES. Ce fonctionnement est initié lorsqu'un dispositif de coupure du BES met hors circuit de façon automatique ou manuelle en raison d'une défaillance d'un *système de protection*.

Tant qu'à la norme PRC-010-2 qui traite de l'examen de l'équipement de délestage de charge sous tension et du fait que l'équipement du programme de délestage de charge sous tension a fonctionné efficacement suite à une excursion de tension pour laquelle le programme de DST a été conçu.

Les normes ont été élaborées en réponse de l'ordonnance 693 de la FERC selon laquelle la NERC devait apporter des modifications à la norme PRC-010-0 pour exiger une approche intégrée et coordonnée des systèmes de protection, y compris les programmes de délestage de charge en sous tension (DST).

#### **2. PRÉREQUIS À LA MISE EN VIGUEUR**

PRC-004-5(i), PRC-010-2 et EOP-011-1 doivent être mises en vigueur simultanément.

#### **3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE**

##### **3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :**

La norme PRC-021-1 présentement en vigueur et la norme PRC-022-1 présentement déposée à la Régie et en attente d'approbation seront retirées lorsque la norme PRC-010-2 entrera en vigueur.

### 3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Programme de DST	UVLS	Programme de DST (UVLS) : Programme de délestage de charge automatique constitué de relais et de commandes répartis servant à atténuer les effets des sous-tensions touchant le système de production-transport d'électricité (BES) et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des déclenchements en cascade. Cette définition exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée

### 3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Plan de défense		<p><u>Ancienne définition :</u> Voir « Automatisation de réseau ».</p> <p><u>Nouvelle définition :</u> Automatisme conçu pour détecter dans le réseau des conditions prédéterminées et pour commander des actions correctives qui peuvent comprendre, sans limitation, le réglage de la production ou le rejet de production (MW et Mvar), le délestage de charges ou la reconfiguration du réseau. Les objectifs des plans de défense sont notamment les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• satisfaire aux exigences des normes de fiabilité de la NERC ;</li> <li>• maintenir la stabilité du système de production-transport d'électricité (BES) ;</li> <li>• maintenir des valeurs de tension acceptables dans le BES ;</li> <li>• maintenir des valeurs de transit de puissance acceptables dans le BES ;</li> <li>• limiter l'impact des déclenchements en cascade ou autres événements extrêmes.</li> </ul> <p>Les dispositifs suivants, pris individuellement, ne constituent pas un plan de défense :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) systèmes de protection servant à détecter des défauts sur les éléments du BES et à isoler ces éléments ;</li> <li>b) automatismes de délestage de charge en sous-</li> </ol>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>fréquence (DSF) et de délestage de charge en sous-tension (DST) constitués uniquement de relais dispersés ;</p> <p>c) systèmes de déclenchement sur perte de synchronisme et de blocage sur oscillation de puissance ;</p> <p>d) systèmes de réenclenchement automatique ;</p> <p>e) systèmes servant à détecter des conditions autres que de défaut (perte de champ d'un alternateur, température de l'huile au sommet de la cuve d'un transformateur, surtension, surcharge, etc.) sur un élément afin de protéger celui-ci contre l'endommagement en le mettant hors service ;</p> <p>f) contrôleurs qui commutent ou règlent un ou plusieurs des éléments énumérés ci-après, qui sont situés au même poste que l'élément commuté ou réglé et qui surveillent des grandeurs locales uniquement : composants réactifs série ou shunt, composants FACTS (système de transport à courant alternatif flexible), transformateurs déphaseurs, transformateurs à fréquence variable ou transformateurs à changeur de prises ;</p> <p>g) contrôleurs FACTS qui commandent à distance des inductances shunt statiques situées à d'autres postes afin de réguler la sortie d'un seul composant FACTS ;</p> <p>h) systèmes ou contrôleurs qui commandent à distance des inductances shunt et des condensateurs shunt de régulation de tension qui seraient autrement commandés manuellement ;</p> <p>i) systèmes qui mettent hors tension une ligne automatiquement pour un fonctionnement autre que de défaut lorsqu'une extrémité de la ligne est ouverte ;</p> <p>j) systèmes qui assurent une protection contre l'îlotage (par exemple la protection d'une charge contre les effets d'un isolement avec une production locale potentiellement insuffisante pour maintenir une fréquence et une tension acceptables) ;</p> <p>k) séquences automatiques qui agissent seulement</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>sous la commande manuelle initiale d'un répartiteur ;</p> <p>l) modulation de systèmes CCHT ou FACTS par des commandes supplémentaires, comme un amortissement d'angle rotorique ou de fréquence servant à amortir des oscillations locales ou interrégionales ;</p> <p>m) automatismes de protection contre la résonance sous-synchrone qui mesurent directement les grandeurs synchrones (par exemple les courants ou les oscillations en torsion) ;</p> <p>n) systèmes de commande de groupe de production, notamment le réglage automatique de la production, la commande du courant d'excitation (par exemple la régulation automatique de la tension et les stabilisateurs de puissance), l'action rapide sur les vannes et la régulation de vitesse.</p> <p><b>(Remedial Action Scheme)</b></p> <p>Source :. Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

### 3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune.

### 4. APPLICABILITÉ

PRC-004-5(i)	Fonctions visées		
	Propriétaire d'installation de transport (TO)	Propriétaire d'installation de production (GO)	Distributeur (DP)
E1 a E6	X	X	X

PRC-010-2	Fonctions visées		
	Coordonnateur de la planification (PC)	Planificateur de réseau de transport (PC)	Entités de délestage de charge en sous tension <sup>1</sup>
E1	X	X	
E2			X
E3	X	X	
E4	X	X	
E5	X	X	
E6	X		
E7			X
E8	X		

## 5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La norme PRC-004-5(i) s'applique seulement aux installations du *réseau « bulk »* (BPS).

## 6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La date d'entrée en vigueur aux États-Unis pour la norme PRC-004-5(i) et la norme PRC-010-2 est le 2 avril 2017.

Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
2 avril 2017	2 avril 2017

<sup>1</sup> Les entités de délestage de charge en sous-tension (entités DST) sont les distributeurs et les propriétaires d'installation de transport responsable de la propriété, de l'exploitation ou du contrôle de l'équipement de DST conformément au programme de DST élaboré par le planificateur de réseau de transport ou le coordonnateur de la planification.

## 7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

PRC-004-5(i)	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

PRC-010-2	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

**Légende :**

- Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
- Modéré :** Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
- Important :** Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée

## **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 manœuvres<sup>1</sup> ;*
      - 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.*

---

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.

**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]
- 1.1.** 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 qu'il a avisé le ou les 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 de la surveillance de l'application des normes**

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale 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
<b>E1</b>	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
<b>E2</b>	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
<b>E3</b>	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.



	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<b>E4</b>	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.
<b>E5</b>	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	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	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	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

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<b>E5</b>	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	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> .	<p>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.</p> <p>OU</p> <p>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>.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5.</p>

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
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 2009<sup>2</sup>.

## **Historique des versions**

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 <sup>er</sup> avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau document
1	1 <sup>er</sup> décembre 2005	1. Remplacement de certains tirets (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—). 2. Ajout de points au besoin. 3. 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'annexe1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement

---

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

**PRC-004-5(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection**

---

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 1 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonance 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 paragraph 1469 de l'Ordonance No. 693
2a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 2 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonance 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 d'errata dans le cadre du projet 2010-07 pour ajouter : « ....et l'installation de l'alternateur de l'interconnection »
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 dispersées de production 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 de <i>Facteur de risque de non-conformité de « moyen » à « élevé »</i> pour les exigences E1 à E6 selon l'Ordonnance 151 FERC 61, 129 (2015) de la FERC

## 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 Cauley<sup>3</sup>, 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*<sup>4</sup> (juillet 2011).

« ...un certain nombre 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*<sup>5</sup> 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*.

---

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](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.

### Définitions

La définition du terme *fonctionnement incorrect* découle du document *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*<sup>6</sup> 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 *défaute* ou autre que de défaut.

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.

---

6. *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*. Groupe de travail I3 du Power System Relaying Committee de l'IEEE Power Engineering Society. 1999.

### ***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. Les 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 *défaut* 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 *défaut*

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

**Exemple 1a :** Le non-fonctionnement du *système de protection combiné* d'un transformateur en cas de *défaut* 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 *défaut* sur le transformateur ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » 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*<sup>7</sup> 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.

---

7. *Misoperations Report*. Groupe de travail sur les fonctionnements incorrects des systèmes de protection de la NERC. 1<sup>er</sup> avril 2013. [http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF\\_Report.pdf](http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF_Report.pdf). Section *Reporting Multiple Occurrences*, p. 37 de 40.

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 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 eu 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 inexplicables<sup>8</sup>.

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*.

### 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

---

8. *Misoperations Report*. Sous-comité sur la protection et la surveillance du réseau de la NERC. 1<sup>er</sup> avril 2013. [http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF\\_Report.pdf](http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF_Report.pdf). Figure 15, *NERC Wide Misoperations by Cause Code*, p. 22 de 40.

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 défectuosité de condensateur. À partir de l'évaluation, il est décidé d'élaborer au plus tard le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 défectuosité 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> novembre 2014. Le dernier plan vise à remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes G, H et I, avec échéance le 1<sup>er</sup> 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 défectuosité. Installer une version à jour du microprogramme, sous réserve de la réponse du fabricant, au plus tard le 1<sup>er</sup> 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 défectuosité 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<sup>er</sup> février 2015, a été reporté au 1<sup>er</sup> 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).

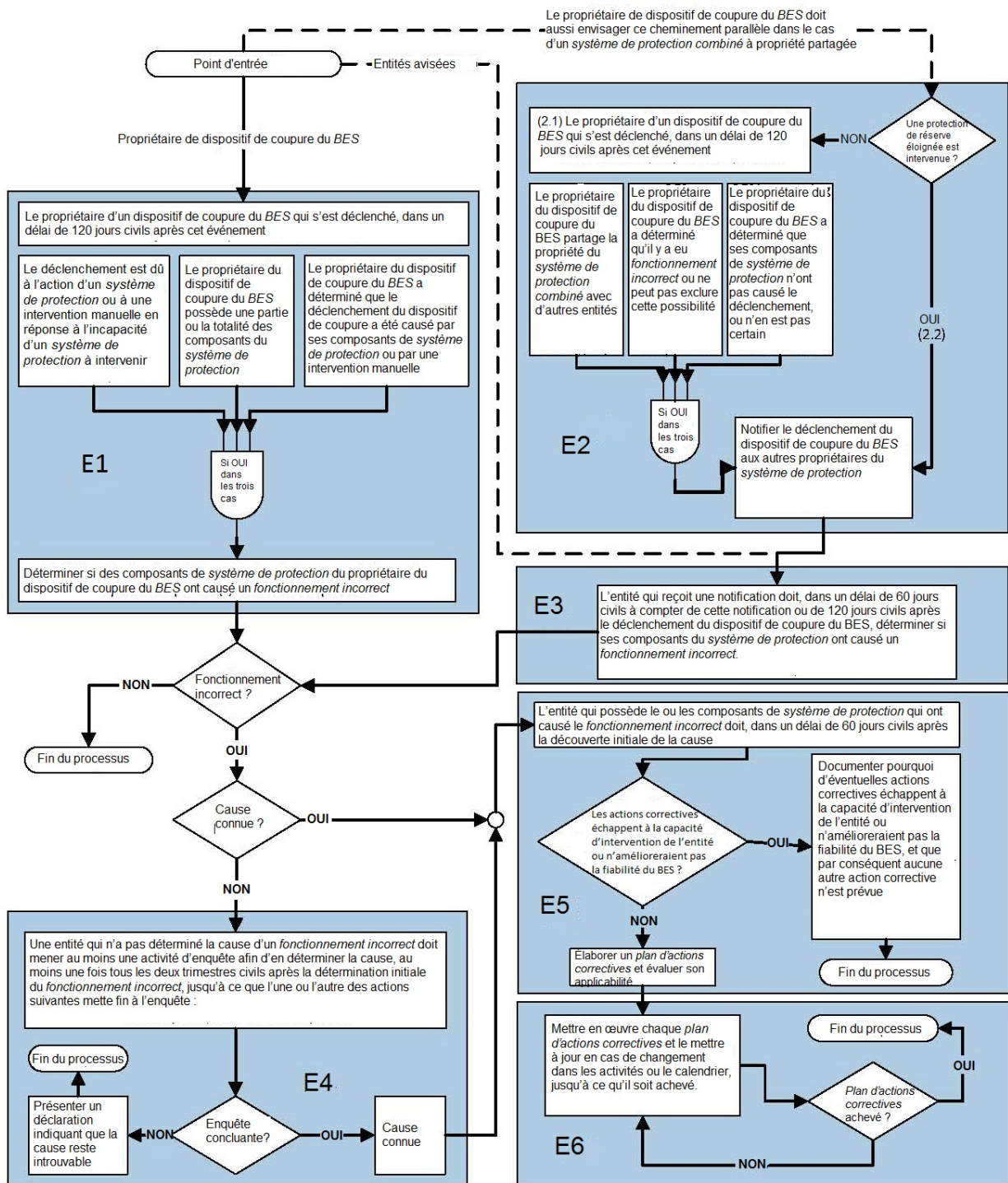
**Exemple E6d :** Actions – Le dossier de défektivité est fourni au fabricant le 4 juin 2014. Le fabricant répond que le *fonctionnement incorrect* est dû à une erreur dans la version 2 du microprogramme, et recommande d'installer la version 3. Celle-ci est installée le 12 août 2014.

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 version de la norme PRC-004-4 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.

# **Norme PRC-004-5(i) — Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection**

## **Annexe QC-PRC-004-5(i)**

### **Dispositions particulières de la norme PRC-004-5(i) applicables au Québec**

---

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

#### **A. Introduction**

1. **Titre :** Détection et correction des fonctionnement incorrects dans les systèmes de protection

2. **Numéro :** PRC-004-5(i)

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau «bulk» (BPS).

5. **Date d'entrée en vigueur :**

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

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

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

Date d'entrée en vigueur proposée de la norme et de l'annexe au Québec : 2 avril 2017.

Cette norme doit être mise en vigueur en même temps que la modification du terme de glossaire « plan de défense ».

#### **B. Exigences et mesures**

Aucune disposition particulière

#### **C. Conformité**

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

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

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

1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

**Norme PRC-004-5(i) — Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection**

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

**Dispositions particulières de la norme PRC-004-5(i) applicables au Québec**

---

**D. Tableau des éléments de conformité**

Aucune disposition particulière

**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**

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