Normes de fiabilité

(version française)

A. Introduction

1. **Titre :** **Évaluation des transactions d'échange**
2. **Numéro :** INT-006-5
3. **Objet :** Faire en sorte que les entités responsables conduisent une étude de fiabilité pour chaque *échange convenu* avant sa mise en œuvre.
4. **Applicabilité :**
   - **4.1.** *Responsable de l'équilibrage*
   - **4.2.** *Fournisseur de service de transport*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

   Voir le plan de mise en oeuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit approuver ou refuser, avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, chaque *échange convenu* soumis à temps ou *échange convenu* d'urgence qu'il reçoit. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : Planification de l'exploitation, exploitation du jour même et exploitation en temps réel]*

1.1. Chaque *responsable de l'équilibrage producteur* et *responsable de l'équilibrage consommateur* doit refuser *l'échange convenu* ou réduire l'*échange confirmé* s'il ne prévoit pas être capable de soutenir l'ampleur de l'échange, y compris la rampe, pendant toute la durée de l'*échange convenu*.

1.2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit refuser *l'échange convenu* ou réduire *l'échange confirmé* si le chemin programmé (connectivité appropriée des *responsables de l'équilibrage adjacents*) entre lui et ses *responsables de l'équilibrage adjacents* n'est pas valide.

M1. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés ou autre pièce justificative) attestant qu'il a répondu à chaque demande d'approbation de conversion d'un *échange convenu* en *échange confirmé* dans le délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. (E1)

E2. Chaque *fournisseur de service de transport* doit approuver ou refuser, avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, chaque *échange convenu* soumis à temps ou *échange convenu* d'urgence qu'il reçoit. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : Planification de l'exploitation du jour même et exploitation en temps réel]*

2.1. Chaque *fournisseur de service de transport* doit refuser l'*échange convenu* ou réduire l'*échange confirmé* si le chemin de transport (connectivité adéquate des *fournisseurs de service de transport* adjacents) entre celui-ci et ses *fournisseurs de service de transport* adjacents n'est pas valide.

M2. Chaque *fournisseur de service de transport* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études, ou autre pièce justificative) attestant qu'il a répondu, dans le délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1, à chaque *échange convenu* ou *échange convenu* d'urgence. Si le chemin de transport entre le *fournisseur de services de transport* et ses *fournisseurs de services de transport* adjacents n'est pas valide, le *fournisseur de service de transport* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études ou autre pièce justificative) qu'il a refusé l'*échange convenu* ou qu'il a réduit l'*échange confirmé*. (E2)

E3. Le *responsable de l'équilibrage producteur* et le *responsable de l'équilibrage consommateur* qui reçoivent un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* doivent l'approuver ou le refuser avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : Planification de l'exploitation, exploitation du jour même et exploitation en temps réel]*

M3. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés, études, ou autre pièce justificative) attestant qu'après avoir reçu un *échange convenu d'ajustement de fiabilité*, il a approuvé ou refusé l'échange.

E4. Abrogée.

M4. Abrogée.

E5. Abrogée.

M5. Abrogée.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *responsable de l'équilibrage* et le *fournisseur de service de transport* doivent chacun conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les indications ci-après, à moins que leur *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA) leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir des pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver des pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 et E3 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.
- Le *fournisseur de service de transport* doit conserver des pièces justificatives attestant la conformité à l'exigence E2 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.
- Si un *responsable de l'équilibrage* ou un *fournisseur de service de transport* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquêtes de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

E#	Horizon de temps	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *responsable de l'équilibrage* recevant un *échange convenu* soumis à temps ou un *échange convenu* d'urgence, ne l'a pas approuvé ou refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. OU Le *responsable de l'équilibrage producteur* ou *consommateur* ne prévoyait pas être capable de soutenir l'ampleur de l'échange, y compris la rampe, pendant toute la durée de l'*échange convenu*, mais n'a pas refusé l'*échange convenu* ou réduit l'*échange confirmé*. OU Le *chemin programmé* entre le *responsable de l'équilibrage* et ses *responsable de l'équilibrage adjacents* n'était pas valide, et le *responsable de l'équilibrage* n'a pas refusé l'*échange convenu* ni réduit l'*échange confirmé*.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E2	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *fournisseur de service de transport* recevant un *échange convenu* soumis à temps ou un *échange convenu* d'urgence ne l'a pas approuvé ou refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1. OU Le chemin de transport entre le *fournisseur de service de transport* et ses *fournisseurs de service de transport* adjacents n'était pas valide, et le *fournisseur de service de transport* n'a pas refusé l'*échange convenu* ni réduit l'*échange confirmé*.
E3	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Le *responsable de l'équilibrage producteur* ou le *responsable de l'équilibrage consommateur* recevant un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* l'a refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1.	Le *responsable de l'équilibrage producteur* ou *responsable de l'équilibrage consommateur* recevant un *échange convenu d'ajustement de fiabilité*, ne l'a pas approuvé ou refusé avant l'expiration du délai indiqué à la colonne B du tableau de l'annexe 1.
E4 Abrogée.						

E#	Horizon de temps	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E5 Abrogée.						

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Aucun.

Annexe 1 – Tableaux des délais

Exigences en matière de délais pour toutes les *Interconnexions*, à l'exception du WECC

Si l'*échange convenu* est soumis[1]	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[2]	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état[2]	Le *BA* prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre
> 1 h après l'heure du début de l'*échange*	Après le fait		Les entités ont 2 h pour répondre		S. O.
< 15 min avant le début de la rampe et ≤ 1 h après l'heure du	En retard		Les entités ont 10 min pour répondre		≤ 3 min après la réception de l'*échange confirmé*

1. Les catégories de temps et les échéances s'appliquent à la soumission initiale d'un *échange convenu* et à toute modification subséquente à celui-ci.
2. Voir le document NAESB WEQ004. Les délais sont maintenus dans les tableaux du NAESB, mais ont été omis ici puisque les exigences n'y font pas renvoi.

Si l'*échange convenu* est soumis[1]	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[2]	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état[2]	Le *BA* prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre
début de l'*échange*					
< 1 h et ≥ 15 min avant le début de la rampe	À temps		≤ 10 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
≥ 1 h et < 4 h avant le début de la rampe	À temps		≤ 20 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 39 min avant le début de la rampe
≥ 4 h avant le début de la rampe	À temps		≤ 2 h après la réception de l'*échange convenu*		≥ 1 h 58 min avant le début de la rampe

Annexe 1 – Tableaux des délais

Exigences en matière de délais pour le WECC

Si l'*échange convenu* est soumis[3]	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[4]	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état[4]	Le BA prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre
> 1 h après l'heure du début	Après le fait		Les entités ont 2 h pour répondre		S.O.

3. Les catégories de temps et les échéances s'appliquent à la soumission initiale d'un échange convenu et à toute modification subséquente à celui-ci..
4. Voir le document NAESB WEQ004. Les délais sont maintenus dans les tableaux du NAESB, mais ont été omis ici puisque les exigences n'y font pas renvoi.

Si l'*échange convenu* est soumis[3]	Catégorie de temps	A	B	C	D
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[4]	Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité	Compilation et communication de l'état[4]	Le BA prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre
< 10 min avant le début de la rampe et ≤ 1 h après le début de la transaction si celui-ci coïncide avec le début de l'heure	En retard		Les entités ont 10 min pour répondre		≤ 3 min après la réception de l'*échange confirmé*
< 15 min avant le début de la rampe et ≤ 1 h après le début de la transaction si celui-ci ne coïncide pas avec le début de l'heure	En retard		Les entités ont 10 min pour répondre		≤ 3 min après la réception de l'*échange confirmé*
10 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 5 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
11 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 6 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
12 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 7 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
13 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 8 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe

Si l'*échange convenu* est soumis[3]	**Catégorie de temps**	**A**	**B**	**C**	**D**
		Le BA consommateur communique initialement l'information sur l'*échange convenu*[4]	**Le BA et le TSP effectuent des analyses de fiabilité**	**Compilation et communication de l'état[4]**	**Le BA prépare l'*échange confirmé* pour la mise en œuvre**
14 min avant le début de la rampe si le début de la transaction coïncide avec le début de l'heure	À temps		≤ 9 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
< 1 h et ≥ 15 min avant le début de la rampe	À temps		≤ 10 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 3 min avant le début de la rampe
≥ 1 h et < 4 h avant le début de la rampe	À temps		< 20 min après la réception de l'*échange convenu*		≥ 39 min avant le début de la rampe
≥ 4 h avant le début de la rampe	À temps		≤ 2 h après la réception de l'*échange convenu*		≥ 1 h 58 min avant le début de la rampe
Avant 10 h 00 (HP) si l'heure de début ≥ 00 h 00 (HP) du jour suivant	À temps		Jusqu'à 12 h 00 (HP) le jour de la réception de l'*échange convenu*		≥ 1 h 58 min avant le début de la rampe

Principes directeurs et fondements techniques

De nombreux aspects de la gestion des *échanges* sont gérés au moyen d'applications logiciels. Chaque entité devrait pouvoir exécuter de manière électronique certaines opérations fondamentales, indiquées ci-après.

Un *responsable de l'approvisionnement* ou un *responsable de l'équilibrage* qui soumet des *demandes d'échange* devrait pouvoir exécuter de manière électronique les opérations suivantes :

- Soumettre une *demande d'échange* au *responsable de l'équilibrage consommateur.*
- Soumettre une demande de modification d'*échange.*
- Recevoir des notifications d'*échange confirmé.*
- Recevoir des notifications d'*échange convenu d'ajustement de fiabilité*.

Chaque *responsable de l'équilibrage consommateur* devrait pouvoir exécuter de manière électronique les opérations suivantes :

- Recevoir une *demande d'échange.*
- Recevoir une demande de modification d'*échange.*
- Valider des *demandes d'échange*, en vérifiant que :
    - les mégawatts du *responsable de l'équilibrage producteur* sont égaux à ceux du *responsable de l'équilibrage consommateur* (avec correction en fonction des pertes, s'il y a lieu) ;
    - toutes les entités de fiabilité qui participent à l'*échange convenu* sont valides ;
    - la source de production et le lieu de consommation sont définis ;
    - le profil de puissance en mégawatts est défini ;
    - la durée de l'*échange* est définie.
- Valider des demandes de modification d'*échange*, en vérifiant que :
    - les mégawatts du *responsable de l'équilibrage producteur sont* égaux à ceux du *responsable de l'équilibrage consommateur* (avec correction en fonction des pertes, s'il y a lieu) ;
    - le profil de puissance en mégawatts est défini ;
    - la durée de l'*échange* est définie.
- Diffuser la *demande d'échange* validée en tant qu'*échange convenu.*
- Diffuser les *échanges convenus d'ajustement de fiabilité* validés.
- Recevoir la notification d'approbation ou de refus d'un *échange convenu* :
    - Diffuser les notifications à mesure que les différentes entités approuvent ou refusent un *échange convenu.*
    - Convertir un *échange convenu* en *échange confirmé* si toutes les approbations sont reçues.
    - Diffuser les notifications de conversion ou de non-conversion d'*échange convenu* en *échange confirmé.*
    - Soumettre une demande de modification d'*échange*.

- Chaque *responsable de l'approvisionnement* qui approuve ou refuse un *échange convenu* ainsi que chaque *responsable de l'équilibrage* et *fournisseur de service de transport* devraient pouvoir exécuter de manière électronique les opérations suivantes :
    - Recevoir les notifications relatives aux *échanges convenus.*
    - Communiquer l'approbation ou le refus d'un *échange convenu* au *responsable de la zone d'équilibrage consommatrice.*
    - Recevoir les notifications de conversion ou de non-conversion d'*échange convenu* en *échange confirmé.*
    - Soumettre une demande de modification d'*échange*.
- Bien que la communication électronique et les outils logiciels facilitent normalement la gestion des *échanges* d'énergie, il arrive que ces moyens soient réduits ou indisponibles. On recommande donc à toutes les entités touchées par les différents aspects des *échanges* d'énergie d'élaborer, de tenir à jour et de mettre en œuvre un plan décrivant la manière et les délais d'exécution de toutes les opérations ci-dessus en cas de moyens électroniques réduits ou indisponibles. Chaque plan devrait couvrir les sujets suivants :
    - Solutions de rechange pour la communication des informations d'*échange* entre les *négociants*, les *responsables de l'équilibrage* et les *fournisseurs de services de transport*
    - Comment notifier les tiers de la mise en branle de l'activation du plan
    - Comment traiter les demandes d'*échange convenu* d'urgence et les *échanges convenus d'ajustement de fiabilité*
    - Restrictions et limitations qui peuvent s'appliquer pendant la période de moyens réduits ou indisponibles (limites de volume, acceptation des transactions d'urgence seulement, etc.)
    - Délégation des droits d'approbation et actions par procuration, si de telles démarches sont envisagées
    - Comment un *échange confirmé* connu sera programmé en cas de réduction ou de perte de moyens électroniques
    - Mesures relatives au personnel, à court terme et pour des périodes prolongées
    - Formation du personnel à l'utilisation du plan.

Justification :

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

Justification pour E1 :

Les *responsables de l'équilibrage* doivent prendre action à la réception d'un *échange convenu* dans un certain délai. L'exigence E1, partie1.1 ou 1.2 listent des raisons de fiabilité pour le refus d'un *échange convenu* par un *responsable de l'équilibrage*, mais *le responsable de l'équilibrage* peut refuser pour d'autres raisons. Si les conditions décrites à l'exigence E1, partie 1.1 ou 1.2 sont constatées après que l'approbation a été donnée, le *responsable de l'équilibrage* peut réduire l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre.

Justification pour E2 :

Les *TSP* doivent prendre action à la réception d'un *échange convenu* dans un certain délai. L'exigence E2, partie 2.1 liste les raisons de fiabilité pour le refus d'un *échange convenu* par un *TSP*, mais les *TSP* peuvent refuser pour d'autres raisons. Si les conditions décrites à l'exigence E1, partie 2.1 sont constatée après que l'approbation a été donnée, le *TSP* peut réduire l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre.

Historique des versions

Version	Date	Action	Suivi des modifications
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle norme
2	2 mai 2007	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	29 octobre 2008	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	1er juillet 2010	Approbation par la FERC.	Révision
4	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision
4	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-006-4.	
5	9 mai 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Exigences E3.1, E4 et E5 retirées dans le cadre du projet 2018-03 *Standard Efficiency Review Retirements.*
5	17 septembre 2020	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-006-5. Dossier no. RM19-16-000, RM19-17-000	

A. Introduction

1. Titre : **Mise en œuvre d'un échange**

2. Numéro : **INT-009-3**

3. Objet : Faire en sorte que les *responsables de l'équilibrage* mettent en œuvre l'*échange* comme convenu dans le processus de confirmation de l'*échange*.

4. Applicabilité :

4.1. *Responsable de l'équilibrage*

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit convenir avec chacun de ses *responsables de l'équilibrage adjacents*, à intervalles établis conjointement, que son *échange confirmé composite* avec ce *responsable de l'équilibrage adjacen*t (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*) est : *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]*

1.1. D'une valeur identique à celui du *responsable de l'équilibrage adjacent*, et

1.2. De signe ou de sens opposés à celui du *responsable de l'équilibrage adjacent*.

M1. Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux, des enregistrements vocaux, des documents électroniques, une entente écrite ou autres pièces justificatives datés) attestant que son *échange confirmé composite* avec chaque *responsable de l'équilibrage adjacent* (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*) avait l'accord de celui-ci, et qu'il était de valeur identique et de signe opposé à celui de chaque *responsable de l'équilibrage adjacent*. (E1)

E2. Abrogée.

M2. Abrogée.

E3. Chaque *responsable de l'équilibrage* dans la zone duquel est contrôlée une interconnexion à courant continu haute tension doit coordonner l'*échange confirmé*, avant sa mise en œuvre, avec l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite l'interconnexion à courant continu haute tension concernée. *[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel et planification de l'exploitation]*

M3. Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux d'exploitation, des documents électroniques ou autres pièces justificatives datés) attestant qu'il a coordonné l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre avec l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite l'interconnexion à courant continu haute tension concernée. (E3)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Entité régionale

1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA) lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête. Dans les cas où la période de conservation indiquée ci-après est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1 et E3 pendant les trois (3) mois civils les plus récents, plus le mois courant.

Si un *responsable de l'équilibrage* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le responsable des mesures pour assurer la conformité doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *responsable de l'équilibrage* n'est pas parvenu à s'entendre avec un *responsable de l'équilibrage adjacent*, à intervalles établis conjointement, de la valeur ou du signe de leur *échange confirmé composite* (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*).
E2 Abrogée.						
E3	Exploitation en temps réel; planification de l'exploitation	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le *responsable de l'équilibrage* n'a pas coordonné l'*échange confirmé*, avant sa mise en œuvre, avec l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite l'interconnexion à courant continu haute tension concernée.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Entrée en vigueur	Nouveau document
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme INT-009-2	
2.1	22 août 2014	Errata des normes INT- 004-3, INT-009-2, INT-010-2 et INT-011-2 soumis afin de corriger l'incohérence entre le plan de mise en œuvre et la date d'entrée en vigueur. Le Comité de normalisation de la NERC a approuvé les changements dans les errata le 20 août 2014.	Errata
2.1	26 novembre 2014	Ordonnance de la FERC approuvant les changements dans l'errata.	
3	9 mai 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Exigence E2 abrogée dans le cadre du projet 2018-03 (*Standard Efficiency Review Retirements*)
3	17 septembre 2020	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme INT-009-3. Dossier no. RM19-16-000, RM19-17-000	

A. Introduction

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

2. Numéro : **PRC-004-6**

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[1] ;

4.2.1.3. *automatismes de réseau* ;

4.2.1.4. *plans de défense* ;

4.2.1.5. *systèmes de protection* de groupes de production individuels faisant partie de *ressources de production décentralisées* décrites à l'inclusion I4 de la définition du *BES*, si la puissance nominale globale de ces *installations* de *BES* touchées par les *fonctionnements incorrects* ne dépasse pas 75 MVA.

4.2.2. Systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs *éléments* du *BES*.

4.2.3. Systèmes de délestage de charge en sous-tension (DST) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs *éléments* du *BES*.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

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.

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 la notification du ou des autres propriétaires, dans le délai prescrit, conformément à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 (y compris ses sous-alinéas 2.1.1, 2.1.2 et 2.1.3) et 2.2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 et 2.2 : courriels, télécopies ou transmissions.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui reçoit une notification selon l'exigence E2 doit, au plus 60 jours civils après cette notification ou au plus 120 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* (selon l'échéance la plus tardive), déterminer si un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation]

M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a déterminé, dans le délai prescrit, si son ou ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E3 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.

E4. Abrogée.

M4. Abrogée.

E5. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* qui possède le ou les composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect* doit, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect* :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

- élaborer un *plan d'actions correctives* pour le ou les composants de *système de protection* en cause, et évaluer l'applicabilité de ce *plan d'actions correctives* à ses autres *systèmes de protection*, y compris dans d'autres emplacements ; ou
- expliquer dans une déclaration pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*, et que par conséquent aucune autre action corrective n'est prévue.

M5. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a élaboré un *plan d'actions correctives* et évalué son applicabilité à d'autres *systèmes de protection* et d'autres emplacements, ou qu'il a présenté une déclaration conforme à l'exigence E5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E5 : *plan d'actions correctives* et évaluation, ou déclaration.

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E5, et le mettre à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier, jusqu'à ce qu'il soit achevé.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]

M6. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a mis en œuvre chaque *plan d'actions correctives*, y compris sa mise à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E6 : registres qui documentent la mise en œuvre de chaque *plan d'actions correctives* et l'achèvement des activités qui y sont spécifiées, y compris l'historique des révisions de chaque *plan d'actions correctives*. Les pièces justificatives peuvent aussi comprendre des programmes de gestion des travaux, des ordres de travail et des dossiers d'entretien.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

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

- Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives des exigences E1, E2 et E3 ainsi que des mesures M1, M2 et M3 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 et E3, 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.

Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)

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

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

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* 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 *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* 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 *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* 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 *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* 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 *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E3.
E4 **Abrogée.**						

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a élaboré un *plan d'actions correctives* 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 *fonctionnement incorrect*. OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un *plan d'actions correctives* 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 *fonctionnement incorrect*. OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un *plan d'actions correctives* 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 *fonctionnement incorrect*. OU (suite à la page suivante)	L'entité responsable a élaboré un *plan d'actions correctives* 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 *fonctionnement incorrect*. OU L'entité responsable n'a pas élaboré un *plan d'actions correctives* et n'a pas présenté une déclaration selon l'exigence E5. OU

	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			L'entité responsable a évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* 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 *fonctionnement incorrect*.	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* 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 *fonctionnement incorrect*.	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* 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 *fonctionnement incorrect*.	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. OU L'entité responsable n'a pas évalué l'applicabilité du *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5.
E6	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a mis en œuvre un *plan d'actions correctives* 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 *plan d'actions correctives* selon l'exigence E6.

D. Différences régionales

Aucune.

E. 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[2].

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1er avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau document
1	1er 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'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement.
1a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 1 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonance de la FERC approuvant l'interpretation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011.
2	5 août 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modification du Projet 2010-12 afin de clarifier les exigences du paragraphe 1469 de l'Ordonnance 693.

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

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 2 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonnance de la FERC approuvant l'interpretation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011.
2.1a	9 février 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Changement de l'errata dans le cadre du projet 2010-07 pour ajouter : « and generator interconnection Facility » dans la version anglaise de la norme (qui n'a pas été traduite).
3	14 août 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2010-05.1.
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du *BES*.
5	7 mai 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2008-02.2
5(i)	22 juin 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision des facteurs de risque de non-conformité pour les exigences E1 à E6, qui passent de « moyen » à « élevé » en vertu d'une ordonnance de la FERC (151 FERC ¶ 61,129 (2015)).
6	9 mai 2019	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Exigence E4 abrogée dans le cadre du projet 2018-03 (*Standard Efficiency Review Retirements*)
6	17 septembre 2020	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-004-6. Dossier no. RM19-16-000, RM19-17-000	

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[3], président et chef de la direction de la NERC :

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

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

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

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

Définitions

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

---

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

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

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

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

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

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

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

Système de protection combiné – Exemple relatif à une ligne

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

Système de protection combiné – Exemple relatif à un transformateur

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

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

Le *système de protection combiné* du groupe de production bêta (nº 3) est constitué de protections différentielle d'alternateur, différentielle globale, à maximum de courant, d'isolement à la terre du stator, de retour d'énergie, d'induction (volts par hertz), de perte de champ et à minimum de tension. La protection est logée dans la centrale électrique Bêta et dans le poste Bêta ; elle comprend les relais, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

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

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

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

> **Fonctionnement incorrect –** *Incapacité d'un* système de protection combiné *de fonctionner comme prévu pour assurer la protection voulue. Chacune des situations suivantes constituent un* fonctionnement incorrect *:*
>
> 1. **Non-fonctionnement sur défaut** – *Absence de fonctionnement d'un* système de protection combiné *dans une condition de* défaut *pour laquelle il est conçu. La défaillance d'un composant de* système de protection *ne constitue pas un* fonctionnement incorrect *si le comportement du* système de protection combiné *est adéquat.*
> 2. **Non-fonctionnement hors défaut** – *Absence de fonctionnement d'un* système de protection combiné *dans une condition autre que de* défaut *pour laquelle il est conçu, par exemple une oscillation de puissance, une sous-tension, une surexcitation ou une perte d'excitation. La défaillance d'un composant de* système de protection *ne constitue pas un* fonctionnement incorrect *si le comportement du* système de protection combiné *est adéquat.*

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

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

- L'échec d'un réenclenchement de ligne automatique après une condition de *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* 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.

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

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

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

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

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

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

Exigence E2

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

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

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

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 de ligne C (appartenant à l'entité 3) sont intervenues pour éliminer le *défaut*. Les entités 2 et 3 avisent l'entité 1 du fonctionnement de la protection éloignée de zone 3.

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

Exigence E3

Dans le contexte de l'exigence E3, l'entité qui partage la propriété d'un *système de protection combiné* et qui reçoit une notification doit faire preuve de jugement pour déterminer si le fonctionnement d'un *système de protection* constituait un *fonctionnement incorrect*. Pour déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes SCADA et des appareils de surveillance des perturbations, ainsi que l'information fournie par d'autres propriétaires. Le but visé est

qu'un fonctionnement soit classé comme incorrect si l'information disponible mène à cette conclusion ; dans bien des cas, il ne sera pas nécessaire d'exploiter toutes les données disponibles pour déterminer s'il y a ou non *fonctionnement incorrect*. La norme permet aussi à une entité, dans le doute, de conclure à un *fonctionnement incorrect*. L'entité peut décider de considérer qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* pour satisfaire à l'exigence E1, puis continuer d'enquêter sur la cause de ce *fonctionnement incorrect*. 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 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 ou E3, l'exigence E5 demande aux propriétaires du *système de protection* d'élaborer un *plan d'actions correctives*, ou à défaut, d'expliquer pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*. L'entité doit élaborer le *plan d'actions correctives*, ou encore présenter une déclaration expliquant pourquoi d'autres actions échappent à sa capacité d'intervention ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES* et qu'aucune autre action corrective n'est prévue, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause.

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

L'élaboration d'un *plan d'actions correctives* consiste à documenter les opérations nécessaires pour prévenir toute récurrence du *fonctionnement incorrect*, le calendrier d'exécution de ces opérations, ainsi qu'une évaluation de l'applicabilité du *plan d'actions correctives* à d'autres *systèmes de protection*

de l'entité, y compris dans d'autres emplacements. L'évaluation de l'applicabilité à d'autres *systèmes de protection* vise à réduire le risque et la probabilité de *fonctionnements incorrects* semblables dans ces systèmes. Il revient au propriétaire du *système de protection* de déterminer l'étendue de son évaluation concernant d'autres *systèmes de protection* et emplacements. Cette évaluation peut amener le propriétaire à intervenir sur des *systèmes de protection* dans d'autres emplacements, ou à exposer le raisonnement qui lui fait décider de ne pas intervenir. Le *plan d'actions correctives* et l'évaluation de son applicabilité à d'autres *systèmes de protection*, y compris dans d'autres emplacements, sont obligatoires en vertu de l'exigence E5.

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

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

> **Exemple E5a :** Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er novembre 2014. Le dernier plan vise à remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes G, H et I, avec échéance le 1er 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 1er 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 1er février 2015, a été reporté au 1er 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 défectuosité 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.
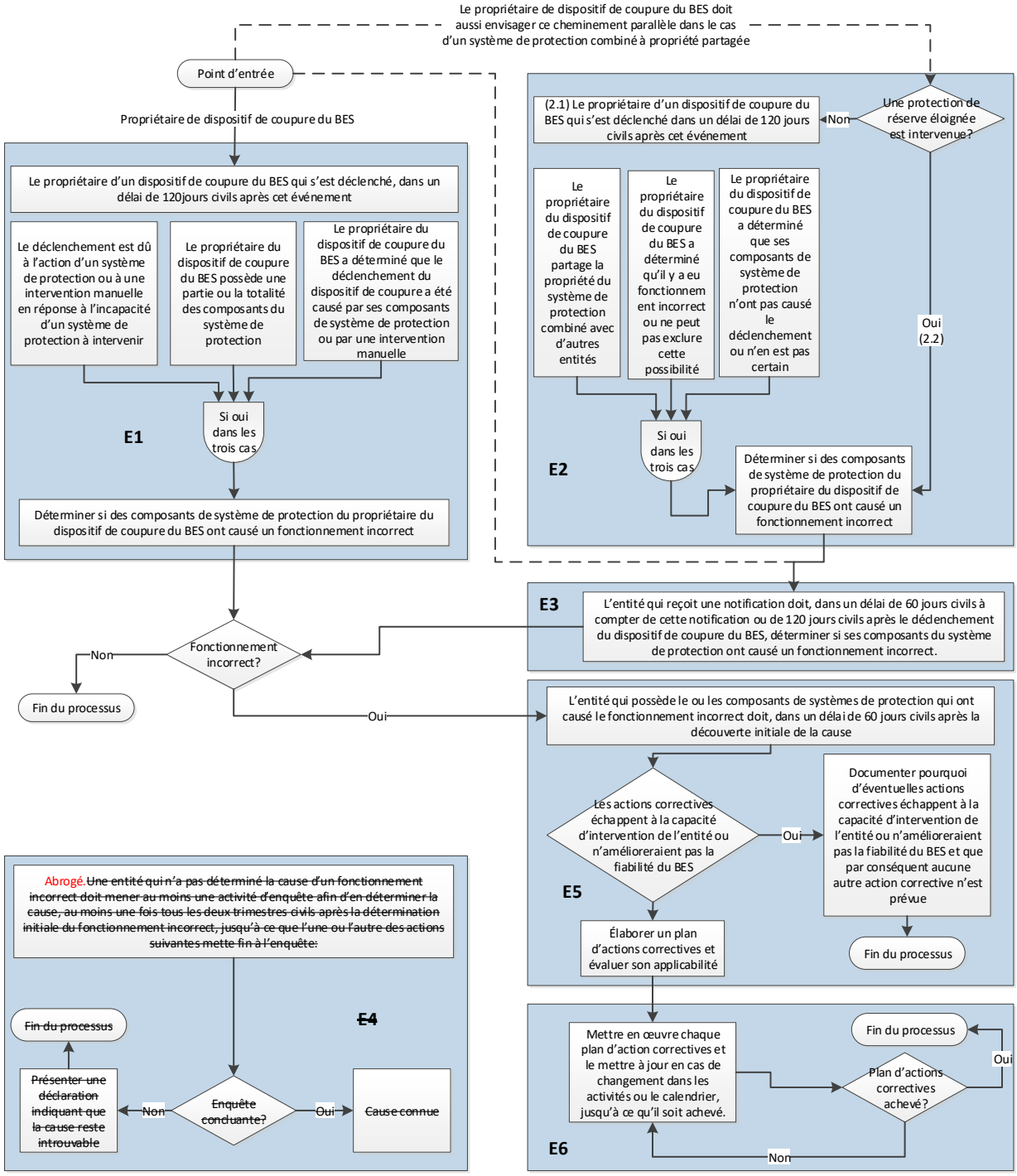
Schéma de déroulement : Voici une représentation visuelle des relations entre les exigences :