

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination du fonctionnement des systèmes de protection pendant les défauts
2. **Numéro :** PRC-027-1
3. **Objet :** Maintenir la coordination des *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *système de production-transport d'électricité (BES)* afin que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*.
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* (qui possède des *systèmes de protection* indiqués à la section 4.2 ci-dessous)
 - 4.2. **Installations :** *Systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *BES*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-027-1 dans le projet 2007-06 sur la coordination des protections du réseau.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit mettre en place un processus visant à établir et à réviser des réglages pour les *systèmes de protection d'éléments* du *BES*, de sorte que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*. Ce processus doit comprendre :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
 - 1.1. un examen et une mise à jour des données de modèle de court-circuit pour les *éléments* du *BES* à l'étude ;
 - 1.2. un examen des réglages de *système de protection* établis ;
 - 1.3. pour les réglages de *système de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes (*propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production et distributeurs*), des dispositions visant à :
 - 1.3.1. transmettre les réglages de *système de protection* proposés aux propriétaires des *installations* raccordées électriquement ;

- 1.3.2. répondre à tout propriétaire ayant transmis ses réglages de *système de protection* proposés selon l’alinéa 1.3.1 de l’exigence E1, en signalant tout problème de coordination ou en déclarant qu’aucun problème de coordination n’a été découvert ;
 - 1.3.3. veiller à ce que tout problème de coordination signalé relativement aux réglages de *système de protection* proposés pour les *éléments* du *BES* connexes soit corrigé avant la mise en œuvre ;
 - 1.3.4. communiquer avec le ou les autres propriétaires d’*installations* raccordées électriquement en cas de révision de réglages de *système de protection* résultant de circonstances imprévisibles survenues pendant la mise en œuvre ou la mise en service, d’enquêtes sur des *fonctionnements incorrects*, d’activités de maintenance ou de remplacements d’urgence par suite de la défaillance de composants de *système de protection*.
- M1.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l’entité responsable a mis en place un processus visant à établir des réglages pour ses *systèmes de protection* conformément à l’exigence E1.
- E2.** Chaque *propriétaire d’installation de transport, propriétaire d’installation de production et distributeur* doit, pour chaque *élément* du *BES* ayant des fonctions de *système de protection* indiquées à l’annexe A :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- Option 1 : réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* dans un intervalle d’au plus 6 années civiles ;
 - Option 2 : comparer les valeurs courantes de courant de *défaut* à une valeur de référence de courant de *défaut*, et procéder à une *étude de coordination des systèmes de protection* si cette comparaison indique un écart de 15 % ou plus entre les valeurs de courant de *défaut* (triphase ou phase-terre) à un jeu de barres auquel l’*élément* du *BES* est raccordé, le tout dans un intervalle d’au plus 6 années civiles¹ ; ou
 - Option 3 : combiner les actions décrites ci-dessus.

1. La référence initiale de courant de *défaut* doit être établie à la date d’entrée en vigueur de la présente norme de fiabilité, et être mise à jour à chaque *étude de coordination des systèmes de protection*. La valeur de référence de courant de *défaut* pour les ressources de production du *BES* peut être établie au groupe de production, à son transformateur élévateur ou au point commun de raccordement à 100 kV ou plus. Dans le cas des ressources de production décentralisées, la valeur de référence de courant de *défaut* peut aussi être établie au point de regroupement du *BES* (capacité totale supérieure à 75 MVA). Si une référence initiale n’a pas été établie à la date d’entrée en vigueur de la présente norme à cause du recours antérieur à une autre option ou de l’installation d’un nouvel *élément* du *BES*, l’entité peut établir la valeur de référence en procédant à une *étude de coordination des systèmes de protection*.

- M2.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'entité responsable a réalisé une ou des *études de coordination des systèmes de protection* ou des comparaisons de courants de défaut, ou les deux, conformément à l'exigence E2.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser le processus qu'il a mis en place selon l'exigence E1 pour établir et réviser des réglages de *systèmes de protection d'éléments* du BES.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M3.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'entité responsable a utilisé le processus qu'il a mis en place selon l'exigence E1 pour établir et réviser des réglages, conformément à l'exigence E3.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

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

Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1, E2 et E3 ainsi qu'aux mesures M1, M2 et M3 depuis l'audit le plus récent, à moins que son CEA lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certains éléments de preuve plus longtemps.

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 dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Programme de surveillance et de mise en application des normes

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

Niveau de gravité des non-conformités

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	L'entité responsable a mis en place le processus prescrit à l'exigence E1, mais en omettant l'alinéa 1.1 ou 1.2 de cette exigence.	L'entité responsable a mis en place le processus prescrit à l'exigence E1, mais en omettant les alinéas 1.1 et 1.2 de cette exigence.	L'entité responsable a mis en place le processus prescrit à l'exigence E1, mais en omettant l'alinéa 1.3 de cette exigence. OU L'entité responsable n'a pas mis en place le processus prescrit à l'exigence E1.
E2	L'entité responsable a réalisé une <i>étude de coordination des systèmes de protection</i> pour chaque élément du <i>BES</i> selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité responsable a réalisé une <i>étude de coordination des systèmes de protection</i> pour chaque élément du <i>BES</i> selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité responsable a réalisé une <i>étude de coordination des systèmes de protection</i> pour chaque élément du <i>BES</i> selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	L'entité responsable a réalisé une <i>étude de coordination des systèmes de protection</i> pour chaque élément du <i>BES</i> selon une des trois options de l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU L'entité responsable ne s'est conformée à aucune des trois options de l'exigence E2.
E3	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas utilisé le processus établi selon l'exigence E1.

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Comité sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Subcommittee) de la NERC. *Power Plant and Transmission System Protection Coordination*.

Groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) de la NERC, 7 décembre 2006.

Assessment of Standard PRC-001-0 – System Protection Coordination.

Groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) de la NERC, septembre 2006. *The Complexity of Protecting Three-Terminal Transmission Lines*.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	5 novembre 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme élaborée dans le cadre du projet 2007-06

Annexe A

Les fonctions² suivantes de *système de protection* sont visées par l'exigence E2 : 1) si les réglages de ces fonctions sont établis d'après les niveaux de courant de défaut disponible ; et 2) si ces fonctions de *système de protection* nécessitent une coordination avec celles d'autres *systèmes de protection*.

21 – Protection de distance :

- si l'alimentation entre dans la détermination de la portée (distance phase et terre) ; ou
- si le couplage homopolaire entre dans la détermination de la portée (distance terre).

50 – Protection instantanée à maximum de courant

51 – Protection à temporisation inverse à maximum de courant CA

67 – Protection directionnelle à maximum de courant CA, dans le cas d'un automatisme de protection sans liaison de communication

Remarques :

1. Les fonctions de *système de protection* ci-dessus réagissent à l'intensité du courant pour commander le déclenchement de disjoncteurs. Les changements dans la valeur du courant de *défa*ut disponible peuvent nuire à la coordination de ces fonctions.
2. Voir la section Information complémentaire de la norme PRC-027-1 pour de plus amples détails.

2. Norme ANSI/IEEE C37.2, *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*.

Objet

L'objet de la norme est le suivant : maintenir la coordination des *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *système de production-transport d'électricité (BES)* afin que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut*.

Une bonne coordination des *systèmes de protection* améliore la fiabilité du *BES* en permettant d'isoler adéquatement les équipements en *défaut*. Cela réduit le risque d'instabilité ou de *déclenchements en cascade* ; le reste du *BES* demeure opérationnel et plus robuste pour affronter la *contingence* suivante. Lorsqu'un *défaut* se produit, des *systèmes de protection* bien coordonnés réduisent au minimum le nombre d'*éléments* du *BES* mis hors service et protègent les équipements contre les dommages. La présente norme demande aux entités d'établir et de mettre en œuvre un processus visant à coordonner leurs *systèmes de protection* afin qu'ils interviennent selon la séquence prévue en cas de *défaut*.

Applicabilité

Les *propriétaires d'installation de transport*, les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* sont visés par la norme PRC-027-1 puisqu'ils sont susceptibles de posséder des *systèmes de protection* servant à détecter des *défauts* dans le *système de production-transport d'électricité (BES)*. Seuls ces *systèmes de protection* sont visés par la présente norme.

Les *propriétaires d'installation de transport* sont visés par la norme PRC-027-1 puisque ce sont eux qui possèdent le plus grand nombre de *systèmes de protection* servant à détecter des *défauts* dans le *BES*.

Les *propriétaires d'installation de production* ont des *systèmes de protection* qui servent à détecter les *défauts* dans le *BES*. Il importe que ces *systèmes de protection* soient coordonnés avec ceux des *propriétaires d'installation de transport* afin d'éviter que les *installations* de production ne soient débranchées du *BES* inutilement. Des fonctions comme la portée d'impédance, la surintensité et la temporisation doivent être évaluées du point de vue de la coordination.

Un *distributeur* peut servir de raccordement électrique et de trajet vers le *BES* à des groupes de la production qui injecterait du courant dans des *défauts* éventuels dans le *BES*. Si le *distributeur* est propriétaire des *systèmes de protection* prévus pour ces *défauts*, il importe de coordonner ces systèmes avec les autres *systèmes de protection* susceptibles de réagir à l'injection de courant par le trajet du *distributeur*.

Lorsqu'il est démontré que les *systèmes de protection* des *distributeurs* et des *propriétaires d'installation de production* sont dûment coordonnés avec les autres *systèmes de protection* du *BES*, l'impact potentiel sur ces entités est très limité, à moins que des changements importants soient apportés au jeu de barres de raccordement au *propriétaire d'installation de transport*, ou à proximité. Le *propriétaire d'installation de transport* – habituellement l'entité qui tient à jour le modèle de réseau utilisé pour les études de *défaut* – transmet alors les données de courant de *défaut* à la demande du *distributeur* ou du *propriétaire d'installation de production*. Ceux-ci déterminent ensuite si le courant de *défaut* a changé par rapport à la valeur de référence, et si ce changement rend nécessaire un examen de la coordination.

Exigence E1

Cette exigence se lit comme suit : « Chaque *propriétaire d'installation de transport*, *propriétaire d'installation de production* et *distributeur* doit mettre en place un processus visant à établir et à réviser des réglages pour les *systèmes de protection d'éléments* du *BES*, de sorte que ces *systèmes de protection* fonctionnent selon la séquence prévue en cas de défaut. »

L'objectif de fiabilité de cette exigence est de faire en sorte que les entités visées établissent un processus pour établir des réglages en vue de coordonner leurs *systèmes de protection*, afin que ceux-ci fonctionnent selon la séquence prévue lors d'un *défaut*. Les alinéas qui prescrivent les éléments du processus visent à assurer des réglages exacts ; ils définissent aussi des contrôles internes et externes afin de réduire au minimum le potentiel d'erreurs dans l'établissement des réglages.

La présente norme s'inspire de diverses publications qui exposent la théorie et les applications des relais de protection. La description de la « coordination des protections » est tirée de la révision en instance de la norme IEEE C37.113-1999 (réaffirmée en 2004), *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines* :

« Processus consistant à choisir les réglages de courant ou de tension ou les temporisations des relais de protection de telle sorte que leurs déclenchements respectifs interviennent selon une séquence particulière, afin que les interruptions pour les clients soient réduites au minimum et que le plus petit nombre possible d'éléments du réseau électrique soient isolés en cas de défaut dans le réseau. »

Les entités peuvent avoir des critères techniques différents pour l'établissement des réglages de *systèmes de protection*, selon des principes qui leur sont propres. Ces principes peuvent varier selon la topologie du réseau, la technologie de protection utilisée, ou encore l'historique d'exploitation. Il n'est donc guère praticable d'imposer une définition ou un critère uniforme pour la « coordination des *systèmes de protection* ».

La coordination de certains *systèmes de protection* peut sembler inutile, par exemple pour une ligne protégée uniquement par deux relais à courant différentiel. Cependant, les *systèmes de protection* de relèvent dont l'action est liée au courant ou à l'impédance apparente et qui ont une temporisation fixe ou inverse doivent être coordonnés avec d'autres *systèmes de protection* de l'*élément* du BES si l'on veut éviter des déclenchements intempestifs en cas de *défaut* extérieur à la zone de protection différentielle.

Alinéa 1.1 Un examen et une mise à jour des données de modèle de court-circuit pour les *éléments* du BES à l'étude.

L'étude de court-circuit permet de déterminer les courants de *défaut* en fonction desquels les ingénieurs en protection établissent les réglages de *systèmes de protection* pour les *propriétaires d'installation de transport*, les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs*.

Les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* peuvent ne pas avoir ou tenir à jour des modèles de court-circuit ; ces entités se procurent alors les données de modèle de court-circuit auprès des *planificateurs de réseau de transport*, des *coordonnateurs de la planification* ou des *propriétaires d'installation de transport*. Un examen et, si nécessaire, une mise à jour de l'information de l'étude de court-circuit sont nécessaires pour bien prendre en compte la réalité physique du réseau électrique, sur laquelle seront basés l'étude de coordination des *systèmes de protection* et l'établissement des réglages de relais de *système de protection*. Les résultats d'une étude de court-circuit dépendent avant tout de l'exactitude de l'information utilisée dans les calculs.

Une étude de court-circuit vise à déterminer l'intensité des courants qui circulent dans un réseau électrique pendant un *défaut*. Comme le résultat des études de court-circuit constitue l'information de base des études de coordination des dispositifs de protection, le modèle de court-circuit doit représenter fidèlement la réalité physique du réseau électrique.

Les points d'examen seraient notamment les suivants :

1. un examen des impédances et des courants de *défaut* des lignes, transformateurs et groupes de production pertinents du *BES* ;
2. un examen du modèle de réseau visant à confirmer que le réseau tel qu'étudié représente fidèlement la configuration réelle du *réseau*, ou sa configuration une fois les réglages de relais proposés mis en œuvre ;
3. un examen, le cas échéant, de l'information des *propriétaires d'installation de transport*, des *propriétaires d'installation de production* et des *distributeurs* raccordés.

Alinéa 1.2 Un examen des réglages de *système de protection* établis.

Un examen des réglages de *système de protection* avant leur mise en œuvre diminue le risque d'erreur humaine. Un examen se définit comme une démarche systématique visant à confirmer que les réglages établis répondent aux critères techniques de l'entité. Exemples : examens par des pairs, programmes de vérification automatisés et procédures d'examen établies par les entités.

Alinéa 1.3 Pour les réglages de *système de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes (*propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production* et *distributeurs*), des dispositions visant à :

L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 concerne la coordination des réglages de *système de protection* appliqués à des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes. La communication entre ces entités est essentielle pour que les problèmes potentiels de coordination des *systèmes de protection* puissent être décelés et corrigés avant la mise en œuvre de tout changement proposé aux *systèmes de protection*.

Alinéa 1.3.1 transmettre les réglages de *système de protection* proposés aux *propriétaires des installations* raccordées électriquement.

L'alinéa 1.3.1 de l'exigence E1 demande à l'entité de spécifier dans son processus l'obligation de transmettre à d'autres entités les réglages de *système de protection* proposés. Cette communication fait en sorte que les autres entités disposent de l'information nécessaire pour examiner les réglages et déterminer s'il existe des problèmes de coordination des *systèmes de protection*.

Alinéa 1.3.2 répondre à tout propriétaire ayant transmis ses réglages de *système de protection* proposés selon l'alinéa 1.3.1 de l'exigence E1, en signalant tout problème de coordination ou en déclarant qu'aucun problème de coordination n'a été découvert.

L'alinéa 1.3.2 de l'exigence E1 demande que l'entité à laquelle sont transmis des propositions de réglages de *système de protection* spécifie dans son processus l'obligation de répondre à l'entité qui lui a transmis ces réglages. De cette façon, les réglages proposés seront examinés et l'entité qui les a transmis recevra une réponse indiquant soit que des problèmes de coordination des *systèmes de protection* ont été décelés, soit qu'aucun problème n'a été décelé.

Alinéa 1.3.3 Veiller à ce que tout problème de coordination signalé relativement aux réglages de *système de protection* proposés pour les *éléments* du *BES* connexes soit corrigé avant la mise en œuvre.

L'alinéa 1.3.3 de l'exigence E1 demande à l'entité de spécifier dans son processus l'obligation que tout problème de coordination décelé pour les réglages proposés de *système de protection* soit étudié et

corrigé avant la mise en œuvre. Ainsi, les impacts potentiels sur la fiabilité du *BES* sont réduits au minimum.

Dans la norme PRC-001-1.1(ii), l'exclusion des ressources de production décentralisées à l'alinéa E3.1 de l'exigence E3 vise uniquement les raccordements entre différentes entités fonctionnelles. Cette exclusion concerne donc uniquement l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de la norme PRC-027-1. Étant donné les caractéristiques des sites de production décentralisée, les *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas des *installations* raccordées électriquement appartenant à des entités fonctionnelles différentes selon l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, et ils ne sont pas raccordés par des *éléments* du *BES*. C'est pourquoi l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ne s'applique pas aux *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ; cet alinéa vise uniquement les *systèmes de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des installations appartenant à des entités fonctionnelles différentes.

Remarque : Dans certains cas, il pourrait arriver que des problèmes de coordination soient décelés mais que les entités conviennent de ne pas les corriger tous, en s'appuyant sur un jugement technique éclairé. Par ailleurs, il est possible que des problèmes de coordination décelés en cours de projet ne soient pas corrigés immédiatement si leur correction nécessite d'apporter au réseau des modifications supplémentaires non prévues dans le cadre initial du projet. Enfin, dans certaines situations, il peut y avoir des divergences entre les principes de protection des différentes entités, mais ces entités peuvent convenir que ces divergences n'entraînent pas de problème de coordination.

Alinéa 1.3.4 Communiquer avec le ou les autres propriétaires d'*installations* raccordées électriquement en cas de révision de réglages de *système de protection* résultant de circonstances imprévisibles survenues pendant la mise en œuvre ou la mise en service, d'enquêtes sur des *fonctionnements incorrects*, d'activités de maintenance ou de remplacements d'urgence par suite de la défaillance de composants de *système de protection*.

L'alinéa 1.3.4 de l'exigence E1 demande à l'entité de communiquer les révisions qui sont apportées aux réglages de *système de protection* en raison de circonstances imprévisibles et qui diffèrent des réglages établis lors des phases de planification d'un projet.

Exigence E2

Cette exigence se lit comme suit : « Chaque propriétaire d'*installation de transport*, propriétaire d'*installation de production* et distributeur doit, pour chaque *élément* du *BES* ayant des fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A :

- Option 1 : réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* dans un intervalle d'au plus 6 années civiles ;
- Option 2 : comparer les valeurs courantes de courant de *défaut* à une valeur de référence de courant de *défaut*, et procéder à une *étude de coordination des systèmes de protection* si cette comparaison indique un écart de 15 % ou plus entre les valeurs de courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) à un jeu de barres auquel l'*élément* du *BES* est raccordé, le tout dans un intervalle d'au plus 6 années civiles³ ; ou

3. La référence initiale de courant de *défaut* doit être établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme de fiabilité, et être mise à jour à chaque *étude de coordination des systèmes de protection*. La valeur de référence de courant de *défaut*

- Option 3 : combiner les actions décrites ci-dessus. »

À la longue, des changements marginaux dans la valeur du courant de *défaut* peuvent s'accumuler au point de perturber la coordination des fonctions de *système de protection* qui réagissent au courant de *défaut*. Afin de réduire ce risque au minimum, l'exigence E2 demande aux entités responsables de réaliser périodiquement, pour les fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A, 1) des *études de coordination des systèmes de protection*, 2) des réévaluations des valeurs de courant de *défaut* disponible, ou les deux. Deux critères différents sont proposés pour enclencher l'examen des réglages existants de système de protection, afin de ménager une certaine latitude pour l'industrie.

La première option permet à l'entité d'adopter un intervalle de temps pour l'examen des réglages de *système de protection*, ce qui élimine le besoin d'établir une valeur de référence de courant de *défaut* et de comparer périodiquement les valeurs de courant de *défaut*. L'entité est libre de choisir un intervalle allant jusqu'à 6 années civiles pour réaliser les *études de coordination des systèmes de protection* pour les fonctions de protection à l'annexe A. L'intervalle de 6 années civiles représente un compromis entre d'une part la somme de travail requise pour les études, et d'autre part les impacts potentiels sur la fiabilité découlant du cumul des changements marginaux de courant de *défaut*.

La deuxième option consiste pour l'entité à vérifier périodiquement, à chaque jeu de barres auquel un *élément* du BES est raccordé, s'il existe un écart de 15 % ou plus entre le courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) et une valeur de référence établie pour les *systèmes de protection*. Les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être tirées des études de court-circuit réalisées par les *planificateurs de réseau de transport*, les *coordonnateurs de la planification* ou les *propriétaires d'installation de transport*. L'entité choisit un intervalle d'au plus 6 années civiles à l'intérieur duquel les comparaisons de courants de *défaut* et les *études de coordination des systèmes de protection* devront être réalisées. L'intervalle de 6 années civiles représente un compromis entre d'une part la somme de travail requise pour les études, et d'autre part les impacts potentiels sur la fiabilité découlant du cumul des changements marginaux de courant de défaut.

Le cumul de ces changements marginaux pourrait nuire au fonctionnement des *systèmes de protection* en conditions de *défaut*. Un écart maximal de 15 % (entre la valeur courante de courant de *défaut* et la valeur de référence établie par l'entité) a été fixé en considérant les marges de réglage généralement acceptées pour les *systèmes de protection* dont la coordination ne serait pas sensible à des changements marginaux du courant de *défaut*. L'écart maximal de 15 % donne à l'entité la latitude voulue pour choisir un seuil de courant de *défaut* en fonction de ses principes de protection ou d'autres considérations opérationnelles. L'option qui consiste à comparer les courants de *défaut* oblige l'entité à établir d'abord une valeur de référence de courant de *défaut* qui servira de point de référence pour les études de courant de *défaut* futures. Les valeurs de courant de *défaut* qui entrent dans le calcul du pourcentage d'écart, qu'il s'agisse de *défauts* triphasés ou phase-terre, sont habituellement déterminées avec toutes les ressources de production en service et tous les *éléments* de transport du BES dans leur état de fonctionnement normal.

Comme l'indique la note de bas de page à l'option 2 de l'exigence E2, toute entité qui choisit initialement l'option 2 doit établir sa valeur de référence avant la date d'entrée en vigueur de cette

pour les ressources de production du BES peut être établie au groupe de production, à son transformateur élévateur ou au point commun de raccordement à 100 kV ou plus. Dans le cas des ressources de production décentralisées, la valeur de référence de courant de *défaut* peut aussi être établie au point de regroupement du BES (capacité totale supérieure à 75 MVA). Si une référence initiale n'a pas été établie à la date d'entrée en vigueur de la présente norme à cause du recours antérieur à une autre option ou de l'installation d'un nouvel *élément* du BES, l'entité peut établir la valeur de référence en procédant à une *étude de coordination des systèmes de protection*.

norme de fiabilité. Si une valeur de référence initiale n'est pas établie à l'entrée en vigueur de la norme à cause du recours antérieur à une autre option ou de l'installation d'un nouvel *élément* du *BES*, l'entité peut établir la valeur de référence après avoir réalisé une *étude de coordination des systèmes de protection*. Les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être mises à jour ou établies lorsqu'une *étude de coordination des systèmes de protection* est réalisée. Les valeurs de référence à chaque jeu de barres auquel un *élément* du *BES* est raccordé sont mises à jour après toute nouvelle *étude de coordination des systèmes de protection* touchant le *système de protection* en cause. La note de bas de page indique aussi que les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être établies au groupe de production pour les ressources de production du *BES*, au point de regroupement du *BES* pour les ressources de production décentralisées, ou encore au point commun de raccordement à 100 kV ou plus.

Exemple : Avant la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-027-1, une entité qui choisit l'option 2 de l'exigence E2 établit une valeur de référence initiale, par exemple 10 000 A au jeu de barres auquel est raccordé l'*élément* du *BES* à l'étude. Une étude de court-circuit effectuée le 1^{er} mars 2024, par exemple, détermine que le courant de *défaut* a augmenté pour atteindre 11 250 A, soit un écart de 12,5 % ; une *étude de coordination des systèmes de protection* n'est donc pas exigée puisque l'augmentation est inférieure au seuil de 15 %. La valeur de référence pour la comparaison suivante (à effectuer au plus tard le 31 décembre 2030) demeure à 10 000 A puisqu'aucune étude n'a été requise par suite de la comparaison initiale. Au cours de l'intervalle de 6 ans suivant, la comparaison des courants de *défaut* indique que l'augmentation du courant de *défaut* atteint 11 500 A, soit un écart de 15 % ; une *étude de coordination des systèmes de protection* est donc exigée (et doit aussi être terminée au plus tard le 31 décembre 2030), et une nouvelle valeur de référence de 11 500 A sera établie.

Remarque : Lors de la première étude de court-circuit de l'exemple ci-dessus, si l'entité décide de réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* alors que l'écart est de 12,5 % et que les résultats de cette étude indiquent que les réglages demeurent conformes au critère de l'entité, aucun changement de réglage n'est exigé et la ou les valeurs de référence de courant de *défaut* seront mises à jour.

Une troisième option offre à l'entité la flexibilité de combiner les deux premières méthodes. Par exemple, l'entité peut choisir l'examen périodique des *systèmes de protection* (option 1) selon un intervalle de 6 années civiles pour ses *installations* exploitées au-dessus de 300 kV, et opter pour la comparaison des courants de *défaut* (option 2) pour ses *installations* exploitées au-dessous de 300 kV.

Les fonctions de *système de protection* présentées à l'annexe A mesurent le courant alternatif pour le déclenchement des disjoncteurs, et la coordination de ces fonctions est sensible aux changements dans l'intensité du courant de court-circuit disponible. Ces fonctions sont visées par l'annexe A parce qu'elle remplit les conditions suivantes : 1) les réglages de ces fonctions sont établis d'après les niveaux de courant de *défaut* disponible ; et 2) ces fonctions nécessitent une coordination avec d'autres *systèmes de protection*. Certaines fonctions qui ne répondent pas à ces deux conditions ne sont pas visées par l'annexe A, par exemple les relais différentiels et les détecteurs de *défaut*. Les désignations numériques de l'annexe A représentent des fonctions génériques de la norme ANSI/IEEE C37.2, *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*.

Les paragraphes qui suivent présentent de plus amples explications sur les fonctions de *système de protection* à l'annexe A.

Un relais « 51 – Protection à temporisation inverse à maximum de courant CA » raccordé à un transformateur de courant (CT) sur le neutre d'un transformateur élévateur de groupe de production, appelé « 51N – AC Inverse Time Earth Overcurrent Relay (Neutral CT Method) » dans la norme ANSI/IEEE C37.2, doit être inclus dans une *étude de coordination des systèmes de protection*. Il en va de même pour les relais « 51 – Protection à temporisation inverse à maximum de courant CA » raccordés à des CT sur les phases d'un autotransformateur pour la protection contre les courants de défaut traversants. Les fonctions de surintensité combinées à d'autres fonctions doivent être également étudiées ; par exemple une fonction de protection à temporisation fixe, qui correspond à une fonction « 50 – Protection instantanée à maximum de courant » combinée à une fonction « 62 – Temporisation ».

Si les fonctions indiquées à l'annexe A sont combinées à d'autres fonctions, elles doivent être incluses dans une *étude de coordination des systèmes de protection* si le résultat de la combinaison nécessite une coordination avec d'autres *systèmes de protection*. Exemple : une fonction « 21 – Protection de distance » à temporisation, qui combine une fonction « 21 – Protection de distance » et une fonction « 62 – Temporisation ». Autre exemple : une fonction de protection à temporisation fixe, qui combine une fonction « 50 – Protection instantanée à maximum de courant » et une fonction « 62 – Temporisation ». Une fonction « 50 – Protection instantanée à maximum de courant » servant à superviser une fonction « 21 – Protection de distance » ne serait pas incluse dans une *étude de coordination des systèmes de protection*, car elle n'a pas besoin d'être coordonnée avec d'autres *systèmes de protection*.

L'examen des fonctions « 21 – Protection de distance » est limité aux protections de distance phase et terre si l'alimentation entre dans la détermination du réglage de la protection, ou à la protection de distance terre si le couplage homopolaire entre dans la détermination du réglage. Si l'alimentation n'entre pas dans la détermination du réglage, les fonctions « 21 – Protection de distance » ne sont pas incluses dans une *étude de coordination des systèmes de protection*, car la portée n'est pas sensible à des changements dans l'intensité du courant de court-circuit disponible. Si l'alimentation entre dans la détermination de la portée, la coordination peut être sensible à des changements dans l'intensité du courant de court-circuit disponible. Deux exemples de cas où l'alimentation peut entrer dans la détermination de la portée : la protection d'une ligne de transport ayant une longue dérivation, et celle d'une ligne de transport à trois terminaux. Les fonctions de distance terre sont sensibles au couplage homopolaire. La mesure de distance terre peut sembler supérieure ou inférieure à la distance réelle jusqu'au *défaut* en présence de couplage homopolaire. L'influence du couplage homopolaire varie avec l'intensité du courant de court-circuit disponible. Par conséquent, les fonctions « 21 – Protection de distance » doivent être incluses dans une *étude de coordination des systèmes de protection* si le couplage homopolaire entre dans la détermination du réglage.

La fonction « 67 – Protection directionnelle à maximum de courant CA » utilisée dans les *systèmes de protection* pour lignes de *transport* peut correspondre à une protection instantanée à maximum de courant, à une protection à temporisation inverse à maximum de courant, ou aux deux. Par exemple, dans un système de blocage par comparaison directionnelle (DCB) à liaison de communication, la fonction de protection instantanée à maximum de courant est réglée pour obtenir une grande sensibilité. Lorsqu'un *défaut* monophasé à la terre survient dans une ligne de *transport*, ce défaut est détecté par plusieurs *systèmes de protection* associés à d'autres lignes de *transport*. Les signaux transmis par la liaison de communication empêchent les *systèmes de protection* des lignes de *transport* saines de fonctionner, assurant ainsi la coordination voulue. Une fonction « 67 – Protection directionnelle à maximum de courant CA » utilisée dans un *système de protection* à portée étendue et à autorisation (POTT) reçoit un signal provenant de l'extrémité distante pour fonctionner, et ne nécessite donc pas de coordination avec d'autres *systèmes de protection*.

Les fonctions de protection instantanée à maximum de courant ou à temporisation inverse à maximum de courant pour une fonction « 67 – Protection directionnelle à maximum de courant CA » sont utilisées dans un *système de protection* de lignes de *transport* sans liaison de communication. Comme aucune liaison de communication n'empêche le fonctionnement en cas de *défaut* à l'extérieur de la zone de protection du *système de protection*, une coordination est nécessaire avec d'autres *systèmes de protection* de jeux de barres, de transformateurs et d'autres lignes de *transport*. La fonction de protection instantanée à maximum de courant doit être réglée de manière à ne pas agir au-delà de l'extrémité de la ligne de *transport*. La fonction de protection à temporisation inverse à maximum de courant doit être réglée en coordination avec celle des autres *systèmes de protection*. Les changements dans l'intensité du courant de défaut disponible peuvent nuire à la coordination.

Exigence E3

Cette exigence se lit comme suit : « Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser le processus qu'il a mis en place selon l'exigence E1 pour établir et réviser des réglages de *systèmes de protection d'éléments* du BES. »

L'objectif de fiabilité de cette exigence est d'amener les entités visées à bien suivre le processus établi conformément à l'exigence E1. L'exécution de chacun des éléments du processus assurera une démarche uniforme pour établir des réglages exacts, réduire le risque d'erreurs et favoriser le maintien d'une bonne coordination des *systèmes de protection*.

Justifications

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

Justification de l'exigence E1

Une bonne coordination des *systèmes de protection* améliore la fiabilité du *BES* en permettant d'isoler adéquatement les équipements en *défaut*. Cela réduit le risque d'instabilité ou de *déclenchements en cascade* ; le reste du *BES* demeure opérationnel et plus robuste pour affronter la *contingence* suivante. Lorsqu'un *défaut* se produit, des *systèmes de protection* bien coordonnés réduisent au minimum le nombre d'*éléments* du *BES* mis hors service et protègent les équipements contre les dommages. L'objectif déclaré de la présente norme est de « maintenir la coordination des *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments* du *système de production-transport d'électricité (BES)*, afin que ces systèmes fonctionnent selon la séquence prévue en cas de *défaut* ». L'exigence E1 répond à cette intention en demandant aux entités responsables d'établir un processus qui, lorsqu'il est suivi, fera en sorte que leurs *systèmes de protection* fonctionneront selon la séquence prévue lors d'un défaut. Les alinéas 1.1 à 1.3 de l'exigence E1 présentent les éléments-clés du processus d'établissement des réglages de *système de protection*.

Alinéa 1.1 – Le fait d'examiner et de mettre à jour les données de modèle de court-circuit utilisées pour établir et réviser les réglages des *systèmes de protection* aide à ce que ces réglages soient établis à partir d'une information exacte et à jour. Les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* peuvent ne pas avoir ou tenir à jour des modèles de court-circuit ; ces entités se procurent alors les données de modèle de court-circuit auprès des *planificateurs de réseau de transport*, des *coordonnateurs de la planification* ou des *propriétaires d'installation de transport*.

Alinéa 1.2 – Un examen des réglages de système de protection établis réduit le risque d'erreur humaine et permet de vérifier que ces réglages respectent les critères techniques de l'entité. Les examens par des pairs, les programmes de vérification automatisés et les procédures d'examen établies par les entités sont des exemples de tels examens.

Alinéa 1.3 – La coordination des *systèmes de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes (*propriétaires d'installation de transport*, *propriétaires d'installation de production* et *distributeurs*) est essentielle à la fiabilité du *BES*. La communication et l'examen par les entités concernées des réglages proposés sont essentiels pour déceler d'éventuels problèmes de coordination et pour corriger ceux-ci avant la mise en œuvre de tout changement proposé aux *systèmes de protection*.

Dans la norme PRC-001-1.1(ii), l'exclusion des ressources de production décentralisées à l'alinéa E3.1 de l'exigence E3 vise uniquement les raccordements entre différentes entités fonctionnelles. Cette exclusion concerne donc uniquement l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de la norme PRC-027-1. Étant donné les caractéristiques des sites de production décentralisée, les *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas des *installations* raccordées électriquement appartenant à des entités fonctionnelles différentes selon l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, et ils ne sont pas raccordés par des *éléments* du *BES*. C'est pourquoi l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ne s'applique pas aux *systèmes de protection* individuels des ressources de production décentralisées ; cet alinéa vise uniquement les *systèmes de protection* concernant des *éléments* du *BES* qui raccordent électriquement des *installations* appartenant à des entités fonctionnelles différentes.

Des circonstances imprévisibles pourraient nécessiter des changements immédiats aux réglages de *système de protection*. L'alinéa 1.3.4 de l'exigence E1 demande aux propriétaires de spécifier dans leur processus l'obligation de communiquer après le fait les changements de réglages non planifiés aux autres propriétaires d'*installations* raccordées électriquement.

Remarque : Dans les cas où un seul groupe de relais de protection centralise la coordination pour différentes entités fonctionnelles au sein d'une organisation, les activités de communication de l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 peuvent être attestées par une documentation interne.

Justification de l'exigence E2

À la longue, des changements marginaux dans la valeur du courant de *défaut* peuvent s'accumuler au point de perturber la coordination des fonctions de *système de protection* qui réagissent au courant de *défaut*. Afin de réduire ce risque au minimum, l'exigence E2 demande aux *propriétaires d'installation de transport*, aux *propriétaires d'installation de production* et aux *distributeurs* de réaliser périodiquement, pour les fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A, 1) des *études de coordination des systèmes de protection*, 2) des réévaluations des valeurs de courant de *défaut* disponible, ou les deux. Les désignations numériques de l'annexe A représentent des fonctions génériques de la norme ANSI/IEEE C37.2, *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*.

L'exigence E2 offre aux entités diverses options pour évaluer l'état de la coordination de leurs *systèmes de protection*.

L'option 1 propose une méthode axée sur un intervalle de temps. L'entité peut choisir de réaliser, au moins une fois toutes les 6 années civiles, une *étude de coordination des systèmes de protection* pour chacune de ses fonctions de *système de protection* indiquées à l'annexe A. L'intervalle de 6 années civiles représente un compromis entre d'une part la somme de travail requise pour les études, et d'autre part les impacts potentiels sur la fiabilité découlant du cumul des changements marginaux de courant de *défaut*.

L'option 2 propose une méthode axée sur le courant de *défaut*. Si l'on choisit initialement l'option 2, on doit établir la ou les valeurs de référence de courant de *défaut* avant la date d'entrée en vigueur de cette norme de fiabilité. Une valeur de référence peut être établie lorsqu'un nouvel *élément* du BES est installé ou après qu'une étude de coordination des *systèmes de protection* a été réalisée. La ou les valeurs de référence serviront de valeurs-témoins pour les comparaisons ultérieures de courants de *défaut*. On peut obtenir les valeurs de référence de courant de *défaut* à partir des études de court-circuit réalisées par les *planificateurs de réseau de transport*, les *coordonnateurs de la planification* ou les *propriétaires d'installation de transport*. Dans un intervalle d'au plus 6 années civiles suivant la date d'entrée en vigueur de la présente norme, l'entité doit procéder à une comparaison de courants de *défaut*. Si cette comparaison indique un écart de moins de 15 %, aucune action n'est requise pour l'intervalle de 6 ans ; par contre, si l'écart est de 15 % ou plus pour les valeurs de courant de *défaut* (triphasé ou phase-terre) à chaque jeu de barres auquel l'*élément* du BES est raccordé, l'entité devra réaliser une *étude de coordination des systèmes de protection* au cours du même intervalle de 6 ans. La ou les valeurs de référence de courant de *défaut* seront mises à jour à chaque nouvelle *étude de coordination des systèmes de protection*. Les changements dans le courant de *défaut* qui ne découlent pas des modifications du BES sont habituellement faibles et se développent graduellement avec le temps. Le cumul de ces changements marginaux pourrait rendre les fonctions de *système de protection* (indiquées à l'annexe A de la présente norme) moins performantes en conditions de *défaut*. Un seuil d'écart de courant de défaut de 15 % (par rapport à la valeur de référence établie) et un intervalle de temps d'au plus 6 années civiles ont été choisis pour ces évaluations. Ces paramètres donnent à l'entité

la latitude voulue pour choisir un seuil de courant de *défaut* et un intervalle de temps en fonction de ses principes de protection, de son calendrier de maintenance des *systèmes de protection* ou de toute autre considération opérationnelle, sans créer de risque pour la fiabilité. (Voir la section *Information complémentaire* pour plus de détails.)

La note de bas de page de l'option 2 indique qu'une entité peut passer de l'option temporelle à l'option axée sur le courant de *défaut* pour les *éléments* du *BES* existants, ainsi que pour établir des valeurs de référence pour les nouveaux *éléments* du *BES*, en réalisant des *études de coordination des systèmes de protection*. La note de bas de page indique aussi que les valeurs de référence de courant de *défaut* peuvent être établies au groupe de production pour les ressources de production du *BES*, au point de regroupement du *BES* pour les ressources de production décentralisées, ou encore au point commun de raccordement à 100 kV ou plus. Dans le cas des ressources de production décentralisées, la valeur de référence de courant de *défaut* peut aussi être établie au point de regroupement du *BES* (capacité totale supérieure à 75 MVA).

L'option 3 offre à l'entité la possibilité d'utiliser à la fois la méthode temporelle et la méthode axée sur le courant de défaut. Par exemple, l'entité peut choisir la méthode temporelle pour les *systèmes de protection* de ses *installations* plus critiques, et la méthode axée sur le courant de *défaut* pour les *systèmes de protection* des autres *installations*.

Justification de l'exigence E3

Avec la mise en œuvre du processus prescrit à l'exigence E1 pour établir et réviser les réglages de *système de protection*, ceux-ci seront établis selon une démarche méthodique et le potentiel d'erreurs sera réduit au minimum.

Annexe PRC-027-1-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-027-1 — Coordination des systèmes de protection pendant les défauts

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

A. Introduction

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

4.1. Entités Fonctionnelles

Aucune disposition particulière

4.2. Installations

La présente norme s'applique aux *systèmes de protection* qui servent à détecter et à isoler les *défauts* dans les *éléments du réseau de transport principal (RTP)*.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

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

B. Exigences et mesures

Toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Programme de surveillance et de mise en application des normes

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

Annexe PRC-027-1-QC-1
Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme
PRC-027-1 — Coordination des systèmes de protection pendant les défauts

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

Toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe A

Aucune disposition particulière

Information Complémentaire

Toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Justifications

Toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	xx mois 20xx	Nouvelle annexe.	Nouvelle