

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-6
3. **Objet :** Les réglages des relais de protection ne doivent pas restreindre la capacité de charge de transport, ne doivent pas nuire à la capacité des répartiteurs de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité des réseaux, et doivent être établis pour assurer la détection fiable de toutes les situations de défaut et pour protéger le réseau électrique contre ces défauts.
4. **Applicabilité**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
 - 4.1.1. *Propriétaire d'installation de transport* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-6 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5.
 - 4.1.2. *Propriétaire d'installation de production* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-6 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5.
 - 4.1.3. *Distributeur* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-6 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5, pourvu que ces circuits aient une capacité de transit bidirectionnel.
 - 4.1.4. *Coordonnateur de la planification.*
 - 4.2. **Circuits**
 - 4.2.1. **Circuits visés par les exigences E1 à E5**
 - 4.2.1.1. Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à transférer de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES*. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.
 - 4.2.1.2. Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
 - 4.2.1.3. Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du *BES* et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
 - 4.2.1.4. Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.
 - 4.2.1.5. Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension d'entre 100 et 200 kV et qui sont sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

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

4.2.2. Circuits visés par l'exigence E6

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

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

- 5. Dates d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre. Comme le prévoit ce plan, chaque *propriétaire d'installation de production, propriétaire d'installation de transport et distributeur* qui possède des circuits auxquels la présente norme vient à s'appliquer selon l'exigence E6 doit se mettre en conformité avec les exigences E1 à E5 selon la plus tardive des échéances suivantes, à moins que le *coordonnateur de la planification* ne retire le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable : soit le premier jour du premier trimestre civil commençant 39 mois après la notification par le *coordonnateur de la planification* de l'inclusion d'un circuit dans une liste de circuits en vertu de l'annexe B, soit le premier jour de la première année civile pendant laquelle l'un ou l'autre des critères de l'annexe B devient applicable.

B. Exigences et mesures

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

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* saisonnières d'un circuit (exprimée en ampères) pour la durée de charge définie qui est le plus près de 4 heures.

2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* sur 15 minutes saisonnières d'un circuit¹ (exprimée en ampères).
3. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la capacité de transfert de puissance théorique maximale (en utilisant un angle de 90 degrés entre les tensions de départ et d'arrivée et soit une réactance ou une impédance complexe) du circuit (exprimée en ampères), en utilisant l'un des éléments suivants pour effectuer le calcul du transfert de puissance :
 - une source infinie (impédance de source nulle) avec une tension de 1,00 p.u. au jeu de barres à chaque extrémité de la ligne ;
 - une impédance à chaque extrémité de la ligne qui représente l'impédance de source réelle du réseau, avec une tension de 1,05 p.u. en amont de chaque impédance de source.
4. Régler les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la capacité de transfert de puissance maximale de la ligne, établie comme étant la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée du condensateur série ;
 - 115 % de la capacité de transfert de puissance maximale du circuit (exprimée en ampères), calculée conformément au critère 3 de l'exigence E1 en utilisant la réactance inductive totale de la ligne.
5. Régler les relais de lignes de transport d'un réseau à faible source de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 170 % de l'amplitude maximale de défaut triphasé à l'extrémité de la ligne (exprimée en ampères).
6. Abrogé.
7. Régler les relais de ligne de transport associés aux bornes d'un centre de consommation éloigné des centrales de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et la source de production, quelle que soit la configuration du réseau.
8. Régler les relais de ligne de transport du côté réseau des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre le réseau et la charge, quelle que soit la configuration du réseau.
9. Régler les relais de ligne de transport du côté charge des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et le réseau, quelle que soit la configuration du réseau.

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

- 10.** Régler les relais de protection des transformateurs contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
- 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable du transformateur inscrite sur la plaque signalétique (exprimée en ampères), y compris la caractéristique assignée avec refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;
 - 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant.
- 10.1** Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas le transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excèdent la capacité de tenue mécanique² du transformateur.
- 11.** Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :
- Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à une surcharge égale ou supérieure à 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable inscrite sur la plaque signalétique ou à 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant d'effectuer des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
 - Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile de surface réglée à une température d'au moins 100 °C, ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé réglée à une température³ d'au moins 140 °C.
- 12.** Lorsque la capacité désirée d'une ligne de transport est limitée par l'exigence de protéger adéquatement la ligne de transport, régler les relais de distance de la ligne de transport à un maximum de 125 % de l'impédance apparente (selon l'angle d'impédance de la ligne de transport) moyennant les contraintes ci-dessous :
- a. Régler l'angle de couple maximal (MTA) à 90 degrés ou à la valeur la plus élevée admise par le fabricant.
 - b. Évaluer la capacité de charge des relais en ampères à leur seuil de déclenchement à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de déphasage du facteur de puissance de 30 degrés.
 - c. Inclure un élément de réglage de relais d'une valeur égale à 87 % du courant calculé selon le critère 12 de l'exigence E1 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit.

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

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

- 13.** Pour tout autre cas qui impose des limites à la capacité utile d'un circuit, régler les relais de protection de phase de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de ces limites.
- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun de ses relais de transport est réglé conformément à l'un des critères 1 à 13 de l'exigence E1, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple des courbes de coordination ou des résumés de calculs) attestant que les relais réglés conformément au critère 10 n'exposent pas le transformateur associé à des niveaux et à des durées de défaut excédant les seuils établis dans la présente norme. (E1)
- E2.** Abrogée.
- M2.** Abrogée.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites aux critères 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit considérer la capacité de circuit calculée comme étant les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification*, de l'*exploitant de réseau de transport* et du *coordonnateur de la fiabilité* quant à la capacité de circuit calculée. [*Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* ayant des relais de transport réglés conformément au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou une base de données des *caractéristiques assignées d'installations*), attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les *caractéristiques assignées d'installation* résultantes ont été acceptées par le *coordonnateur de la planification*, l'*exploitant de réseau de transport* et le *coordonnateur de la fiabilité*. (E3)
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport doit fournir au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant de réseau de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés à ces relais de ligne de transport au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations. [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 2 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant de réseau de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés aux relais de ligne de transport dans les délais prescrits. La liste à jour peut être une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E4)

- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit fournir une liste à jour des circuits associés à ces relais à son *entité régionale* au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à l'ERO de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit. *[Facteur de risque de non-conformité : faible]*
[Horizon : planification à long terme]
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni une liste à jour des circuits correspondants à l'*entité régionale* dans les délais prescrits. La liste à jour peut être une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E5)
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, en utilisant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-6 pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les *propriétaires d'installation de transport, les propriétaires d'installation de production et les distributeurs* doivent se conformer aux exigences E1 à E5. Le *coordonnateur de la planification* doit : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé]* *[Horizon : planification à long terme]*
- 6.1.** tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-6, conformément aux dispositions de l'annexe B, qui précise notamment la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B de la norme PRC-023-6 ;
- 6.2.** fournir la liste des circuits à tous les *entités régionales, coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production et distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.
- M6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des résultats d'analyse des écoulements de puissance, des résumés de calculs ou des rapports d'étude) attestant qu'il a utilisé les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-6 pour déterminer les circuits situés dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit détenir une liste datée de ces circuits ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni cette liste à tous les *coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, distributeurs et entités régionales* à l'intérieur de sa zone de planification dans les délais prescrits. (E6)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives : La ou les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. 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 d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

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 de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

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

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

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

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

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

Niveaux de gravité des non-conformités

Exigence	Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que les réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du <i>BES</i> pour toutes les situations de défaut.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.</p>
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Abrogée.

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

Exigence	Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas fourni à l'entité régionale une liste à jour des circuits ayant des relais de ligne de transport réglés selon le critère 12 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.
E6	Sans objet	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais avec un intervalle de plus de 15 mois et de moins de 24 mois entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il n'a pas précisé l'année civile au cours de laquelle</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais avec un intervalle de 24 mois ou plus entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de</i></p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'utiliser les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les</p>

Exigence	Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)			
	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		<p>commencent à s'appliquer les critères de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 31 et 45 jours après son établissement ou sa mise à jour. (6.2)</p>	<p><i>transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 46 et 60 jours après son établissement ou sa mise à jour. (6.2)</p>	<p>circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas tenu à jour la liste des circuits déterminés conformément à l'exigence E6. (6.1)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait à l'alinéa 6.1, mais il a omis de fournir la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après l'avoir établie ou mise à jour. (6.2)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de déterminer les circuits de sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme.</p>

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

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

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

Plan de mise en œuvre de la norme de fiabilité PRC-023-6 de la NERC

Justification technique de la norme de fiabilité PRC-023-6 de la NERC

Historique des versions

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

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Demande SAR supplémentaire visant à clarifier l'applicabilité afin d'assurer la cohérence avec la norme PRC-025-1, plus d'autres corrections mineures
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
4	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-023-4. Dossier RM15-13-000	
5	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
6	4 mars 2022	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-023-5.	
7	16 février 2022	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC PRC-023-6.	
7	24 janvier 2024	Approbation de la FERC de la norme PRC-023-6 (dossier RD23-5-000).	
7	2 février 2024	Entrée en vigueur.	1 ^{er} avril 2024

PRC-023-6 – Annexe A

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

PRC-023-6 – Annexe B

Circuits à évaluer

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

Critères

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

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

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

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