

**Évaluation préliminaire de la pertinence et des impacts des normes :****PRC-023-2 – Capacité de charge des relais de transport****A. Pertinence de la norme à déposer**

Cette norme a pour objectif d'assurer que les relais de protection sont réglés de sorte qu'ils ne limitent pas la capacité de charge de transport, qu'ils n'empêchent pas le répartiteur du réseau de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité du réseau, et qu'ils assurent de manière fiable la détection de tous les défauts et la protection du réseau électrique contre ces défauts.

Pour atteindre ces objectifs, les exigences de la norme encadrent les aspects suivants :

- L'utilisation de terminaux de circuit spécifiques afin d'éviter que les réglages du relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du système de production-transport contre les défauts.
- Évaluations annuelles de la capacité de charge des relais de lignes de transport.

**B. Applicabilité**

La norme s'applique aux propriétaires d'installation de transport, aux distributeurs et aux propriétaires d'installation de production avec des systèmes de protection de phase sensible à la charge faisant partie du système de production-transport d'électricité.

**C. Pertinence des dispositions particulières pour le Québec (Annexe QC-PRC-023-2)**

Cette norme s'applique au réseau de transport principal (RTP) qui constitue le réseau surveillé par le coordonnateur de la fiabilité au Québec.

**D. Évaluation préliminaire de l'impact de l'adoption de la norme au Québec**

L'évaluation préliminaire de l'impact de l'implantation et de la maintenance de la norme est jugée faible parce que seule Hydro-Québec TransÉnergie possède des clients du réseau « Bulk » et qu'Hydro-Québec TransÉnergie a déjà les systèmes de protection requis.

**Sommaire des impacts**

Ce sommaire établit, de façon condensée et préliminaire, les impacts sur les ressources matérielles, humaines ou financières de la norme proposée par rapport à la dernière version étudiée ou adoptée par la Régie de l'énergie. Ces impacts peuvent varier en fonction de l'applicabilité réelle de la norme chez certaines entités, dont l'impact est moindre sur la fiabilité du système de production-transport d'électricité au Québec.

PRC-023-2

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	●		
Maintien de la norme	●		
Suivi de la conformité		●	

**Légende :**

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

Une évaluation plus précise sera élaborée à partir des formulaires « Évaluation des impacts des normes proposée » reçus des entités visées durant la période de consultation. L'évaluation complétée sera déposée avec la norme à la Régie de l'énergie.

### A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-2
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 du répartiteur de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité du réseau, et être réglés pour permettre une détection fiable en cas des défauts sur le réseau.
4. **Applicabilité**
  - 4.1. **Entités fonctionnelles**
    - 4.1.1 *Propriétaires d'installation de transport* avec des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-2 et installés sur des circuits définis en 4.2.1 (Circuits sujets aux exigences E1 à E5).
    - 4.1.2 *Propriétaires d'installation de production* avec des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-2 et installés sur des circuits définis en 4.2.1 (Circuits sujets aux exigences E1 à E5).
    - 4.1.3 *Distributeurs* avec des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-2 et installés sur des circuits définis en 4.2.1 (Circuits sujets aux exigences E1 à E5), lorsque ces circuits autorisent un transit bidirectionnel.
    - 4.1.4 *Coordonnateurs 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 ;
      - 4.2.1.2 Lignes de transport exploitées à 100 à 200 kV 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 *système de production-transport d'électricité* 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 de 100 à 200 kV, 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 *système de production-transport d'électricité* 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 de 100 à 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées de 100 à 200 kV.

**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 faisant partie du *système de production-transport d'électricité*.

- 5. Date d'entrée en vigueur :** Les dates d'entrée en vigueur des exigences de la norme PRC-023-2 correspondant aux entités fonctionnelles et les circuits sélectionnés sont illustrés dans le tableau suivant :

Ex.	Applicabilité	Date d'entrée en vigueur	
		Territoires où une approbation réglementaire est requise	Territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise
E1.	<i>Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur possédant des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus, à l'exception des éléments ci-dessous :</i>	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'obtention des approbations réglementaires.	Le premier trimestre civil à survenir après l'adoption par le conseil d'administration.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pour l'exigence E1, critère 10.1, pour régler les relais de protection contre les défauts installés sur des lignes de transport se terminant uniquement par un transformateur de sorte qu'ils ne puissent exposer le transformateur au niveau et durée de défauts excédant sa tenue mécanique;</li> </ul>	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'obtention des approbations réglementaires.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption par le conseil d'administration.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pour les éléments de surveillance décrits dans PRC-023-2 – annexe A, section 1.6.;</li> </ul>	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'obtention des approbations réglementaires.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'adoption par le conseil d'administration.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pour les dispositifs à déclenchement-sur-défaut décrits dans PRC-023-2 – annexe A, section 1.3.</li> </ul>	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'obtention des approbations réglementaires relatives à PRC-023-2 ou le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après l'obtention des approbations réglementaires relatives à PRC-023-1 (le 1 <sup>er</sup> octobre 2013).	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'adoption du PRC-023-2 par le conseil d'administration ou le 1 <sup>er</sup> juillet 2011 <sup>1</sup> .
	<i>Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur possédant des circuits identifiés par le coordonnateur de la planification conformément à l'exigence E6.</i>	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du coordonnateur de la planification indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-2, conformément aux dispositions de l'annexe B, ou le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le coordonnateur de la planification supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur de ce critère.	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du coordonnateur de la planification indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés à PRC-023-2, conformément aux dispositions de l'annexe B, ou le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le coordonnateur de la planification supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur de ce critère.

<sup>1</sup> Le 1<sup>er</sup> juillet 2011 est le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après l'adoption de la norme PRC-023-1 par le conseil d'administration de la NERC (le 12 février 2008).

Ex.	Applicabilité	Date d'entrée en vigueur	
		Territoires où une approbation réglementaire est requise	Territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise
E2. et E3.	Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur possédant des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'obtention des approbations réglementaires.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir après l'adoption de la norme par le Conseil d'administration.
	Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur possédant des circuits qui ont été sélectionnés par le coordonnateur de la planification conformément à l'exigence E6.	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du coordonnateur de la planification indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-2, conformément aux dispositions de l'annexe B, ou le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le coordonnateur de la planification supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur de ce critère.	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du coordonnateur de la planification indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par + PRC-023-2, conformément aux dispositions de l'annexe B, ou le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le coordonnateur de la planification supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur de ce critère.
E4.	Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur qui choisit d'utiliser le critère E1.2 pour effectuer ses évaluations de la capacité de charge des relais de lignes de transport.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'obtention des approbations réglementaires.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption de la norme par le conseil d'administration.
E5.	Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur qui règle les relais de lignes de transport conformément à l'exigence E1, critère 12.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'obtention des approbations réglementaires.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption de la norme par le conseil d'administration.
E6.	Chaque coordonnateur de la planification devant effectuer une évaluation à l'aide des critères de l'annexe B 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 premier jour du premier trimestre civil à survenir 18 mois après l'obtention des approbations réglementaires.	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 18 mois après l'adoption de la norme par le conseil d'administration .

## B. Exigences

- E1.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit utiliser l'un des critères ci-dessous (Exigence E1, critère1 à 13) pour tout terminal de circuit afin d'éviter que les réglages du relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du système de production-transport d'électricité contre toutes conditions de défauts. 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 de déphasage 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 lignes de transport de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % des *caractéristiques assignées d'une installation* saisonnières les plus élevées d'un circuit pour la durée de charge définie dont on dispose qui est le plus près de 4 heures (exprimées en ampères).
2. Régler les relais de lignes de transport de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % des *caractéristiques assignées d'une installation* saisonnières les plus élevées sur 15 minutes d'un circuit<sup>2</sup> (exprimées en ampères).
3. Régler les relais de lignes de transport de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la capacité de transfert de puissance théorique maximale (en tenant compte d'un angle de 90 degrés entre les tensions de départ et d'arrivée en rapport à la réactance ou le module complexe de l'impédance) du circuit (exprimée en ampères). Le transfert de puissance est calculé à l'aide de l'un des éléments suivants :
  - une source infinie (impédance de source nulle) avec un jeu de barres à 1,00 p.u. à chaque extrémité de la ligne,
  - une impédance aux deux extrémités de la ligne, égale à l'impédance de source réelle du réseau, à une tension de 1,05 p.u. en amont de l'impédance de source.
4. Régler les relais de lignes de transport installés sur les lignes à compensation série de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à la capacité de transfert maximale de la ligne, établie comme étant la plus grande des valeurs suivantes :
  - 115 % de la *caractéristique assignée* en situation d'urgence la plus élevée du condensateur série,
  - 115 % de la capacité de transfert maximale du circuit (exprimée en ampères), calculée conformément à l'exigence E1, critère 3, à l'aide de la réactance inductive maximale de la ligne.
5. Régler les relais de lignes de transport installés sur un système à plus faible source sont réglés de sorte qu'ils ne se déclenchent 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. Régler les relais de lignes de transport installés sur des lignes raccordées à des centrales éloignées de la charge de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 230 % de la capacité inscrite à la plaque signalétique.
7. Régler les relais de lignes de transport associés au terminal d'un centre de consommation éloigné des centrales sont réglés de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et le groupe de production, quelle que soit la configuration du réseau.
8. Régler les relais de lignes de transport associés au côté réseau de lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne se déclenchent 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.

---

<sup>2</sup> Lorsqu'une valeur nominale sur 15 minutes a été calculée et publiée pour l'exploitation en temps réel, celle-ci peut être utilisée pour définir l'exigence de capacité de charge relative aux relais de protection.

9. Régler les relais de lignes de transport associés au côté charge de lignes de transport de sorte qu'ils ne déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal s'écoulant de la charge au réseau, quelle que soit la configuration du réseau.
10. Régler les relais de protection de transformateurs contre les défauts et les relais de lignes de transport installés sur des lignes qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
  - 150 % de la valeur nominale maximale applicable de la plaque signalétique du transformateur (exprimée en ampères), y compris les valeurs avec refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés,
  - 115 % de la valeur de surcharge en urgence la plus élevée établie par l'opérateur.
- 10.1 Régler les relais de protection contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte qu'ils ne puissent exposer le transformateur à un niveau de défaut et à une durée qui excède sa tenue mécanique<sup>3</sup>.
11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges des transformateurs dont la composante charge n'est pas conforme à l'exigence E1, critère 10, il faut régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :
  - Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à un niveau de surcharge égal ou supérieur à au moins 150 % de la valeur nominale maximale applicable ou 115 % de la valeur de surcharge de transformateur en urgence établie par l'opérateur, selon la plus élevée de ces valeurs, afin de donner le temps à l'opérateur de prendre des actions contrôlées pour éliminer la surcharge ;
  - Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile, au sommet de la cuve, réglée à une température d'au moins 100 °C ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé, réglée à une température d'au moins 140 °C<sup>4</sup>.
12. Lorsque l'exigence relative à une protection adéquate de la ligne de transport limite la capacité de cette dernière, les relais de distance de la ligne sont réglés 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 recommandée 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 l'exigence R1, critère 12 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées* du circuit.

---

<sup>3</sup> Représentée par la ligne pointillée dans la norme IEEE C57,109-1993 - *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration*, Clause 4.4, Figure 4.

<sup>4</sup> 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 indique qu'il peut y avoir formation de bulles au-dessus de 140 °C (annexe A).

- 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 se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de ces limites.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit régler leurs éléments de blocage sur perte de synchronisme de sorte que les relais de protection de phase puissent se déclencher en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de lignes de transport effectuée conformément à l'exigence E1. [*Facteur de risque de non-conformité : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 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 en E1, critères 6, 7, 8, 9, 12 ou 13 doit considérer la capacité de circuit calculée comme étant la *caractéristique assignée* du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification*, de l'*exploitant d'installation de transport* et du *coordonnateur de la fiabilité* à cet effet. *Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui choisit d'utiliser l'exigence E1, critère 2 pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de lignes de transport doit fournir une liste à jour des circuits correspondants au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant d'installation de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* au moins une fois par année civile, pas plus de 15 mois entre deux mises à jour. [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui règle les relais de lignes de transport conformément à l'exigence E1, critère 12 doit fournir une liste à jour des circuits correspondants à ces relais à son entité régionale au moins une fois par année civile, pas plus de 15 mois entre deux mises à jour, afin de permettre à l'organisation de fiabilité du service d'électricité (ERO) de dresser une liste de tous les circuits dont la capacité est limitée par les réglages de leurs relais de protection. [*Facteur de risque de non-conformité : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation au moins une fois par année civile, sans qu'il ne s'écoule plus de 15 mois entre deux évaluations, en utilisant les critères énoncés dans l'annexe B 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-023-2, conformément aux dispositions de l'annexe B, dans laquelle il indique notamment la première année civile au cours de laquelle s'appliquent les critères énoncés dans l'annexe B,
- 6.2** fournir la liste des circuits visés à toutes 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.

## C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir des pièces justificatives telles que des chiffriers ou des résumés des calculs montrant que chacun de leurs relais de transport est réglé conformément à l'un des critères de l'exigence E1, critères 1 à 13 et doit avoir également des pièces justificatives telles que des courbes de coordination ou des résumés des calculs montrant que les relais réglés conformément au critère 10 n'exposent pas le transformateur associé à des niveaux de défauts d'une valeur et de durée excédant les seuils établis dans la présente norme. (E1)
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir des pièces justificatives telles que des chiffriers ou des résumés des calculs montrant que chacun des éléments de blocage sur perte de synchronisme est réglé de sorte que les relais de protection de phase puissent se déclencher en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de lignes de transport effectuée conformément à l'exigence E1. (E2)
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* avec des relais de lignes de transport réglés conformément à l'exigence E1, critère 6, 7, 8, 9, 12 ou 13 doit avoir des pièces justificatives telles que des chiffriers ou une base de données sur les *caractéristiques assignées des installations*, montrant qu'ils ont considéré la capacité de circuit calculée comme étant la *caractéristique assignée* du circuit et a des pièces justificatives comme une correspondance datée montrant que la *caractéristique assignée* résultante a été acceptée par le *coordonnateur de la planification, l'exploitant d'installation de transport* et le *coordonnateur de la fiabilité* concernés. (E3)
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de lignes de transport conformément à l'exigence E1 critère 2 doit avoir des pièces justificatives telles que la correspondance datée montrant qu'ils ont fourni une liste à jour des circuits correspondants au *coordonnateur de la planification, à l'exploitant d'installation de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* dans les délais requis. La mise à jour peut se présenter sous la forme d'une liste complète, d'une liste des changements apportés à la liste précédente ou d'une mention indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E4)
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de lignes de transport conformément à l'exigence E1 critère 12 doit avoir des pièces justificatives telles que la correspondance datée montrant qu'ils ont fourni une liste à jour des circuits correspondants à l'entité régionale dans les délais requis. La mise à jour peut se présenter sous la forme d'une liste complète, d'une liste des changements apportés à la liste précédente ou d'une mention indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E5)
- M6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir des pièces justificatives telles que les résultats d'études d'écoulement de puissance, les résumés des calculs ou les rapports d'étude attestant qu'il a utilisé les critères énoncés dans l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit avoir une liste datée de tels circuits visés ainsi que des pièces justificatives telles que la correspondance datée attestant qu'il a fourni cette liste à toutes les entités régionales, *tous les coordonnateurs de la fiabilité, tous les propriétaires d'installation de transport, tous les propriétaires d'installation de production et tous les distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification

## D. Conformité

### 1. Processus de surveillance de la conformité

#### 1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

- Dans le cas des entités qui ne travaillent pas pour l'entité régionale, c'est l'entité régionale qui est chargée du respect de la conformité.
- Dans le cas des entités fonctionnelles qui travaillent pour l'entité régionale, c'est l'organisation pour la fiabilité de l'électricité (ERO) qui est chargée du respect de la conformité.

#### 1.2. Conservation des données

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production*, le *distributeur* et le *coordonnateur de la planification* doivent conserver les données ou les pièces justificatives démontrant leur conformité selon les dispositions énoncées ci-dessous, sauf si le responsable de la surveillance de la conformité leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver la documentation démontrant leur conformité aux 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. Il doit conserver également la plus récente liste des circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées 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 trouvé 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 précédemment, selon la plus longue des deux périodes.

Le responsable de la surveillance de la conformité doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou présentés.

#### 1.3. Processus de surveillance et de contrôle de la conformité

- Audits de conformité
- Déclaration sur la conformité
- Audits ponctuels
- Enquêtes sur les non-conformités
- Déclarations volontaires
- Plaintes

#### 1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

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

Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E1.	S. O.	S. O.	S. O.	<p>L'entité responsable n'a pas utilisé pour un terminal de l'un de ses circuits l'un des critères suivants ( exigence E1 critères 1 à 13 visant à éviter que les réglages des relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du <i>système de production-transport d'électricité</i> pour toutes conditions de défauts.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de déphasage du facteur de puissance de 30 degrés.</p>
E2.	S. O.	S. O.	S. O.	<p>L'entité responsable a omis de s'assurer que ses éléments de blocage sur perte de synchronisme sont réglés de sorte que les relais de protection de phase puissent se déclencher en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de lignes de transport effectuée conformément à l'exigence E1.</p>
E3.	S. O.	S. O.	S. O.	<p>L'entité responsable qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites à l'exigence E1 critères 6, 7, 8, 9, 12 ou 13 a omis de considérer la capacité de circuit calculée comme étant la <i>caractéristique assignée</i> du circuit.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas reçu l'approbation relative à la capacité de circuit calculée de la part du <i>coordonnateur de la planification</i>, de l'exploitant d'installation de transport et du <i>coordonnateur de la fiabilité</i>.</p>
E4.	S. O.	S. O.	S. O.	<p>L'entité responsable n'a pas fourni au <i>coordonnateur de la planification</i>, à l'exploitant d'installation de transport et au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> une liste à jour des circuits associés à des relais de lignes de transport réglés selon l'exigence E1 critère 2 au moins une fois par année, et n'a pas veillé à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre des mises à jour.</p>

Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E5.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas fourni à l'entité régionale une liste à jour des circuits associés à des relais de lignes de transport réglés selon l'exigence E1 critère 12 au moins une fois par année, et n'a pas veillé à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre des mises à jour.
E6.	S. O.	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme, et il a satisfait aux sous-exigences E6.1 et E6.2, mais ses évaluations ont été espacées de plus de 15 mois, mais de moins de 24.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B au moins une fois par année civile, en veillant à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doit se conformer à la présente norme, et il a satisfait aux sous-exigences E6.1 et E6.2, mais il a omis d'indiquer l'année civile au cours de laquelle commencent à s'appliquer les critères énoncés à l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B au moins une fois par année civile, en veillant à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doit se conformer à la présente norme, et il a satisfait aux sous-exigences E6.1 et E6.2, 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> dans sa zone de planification entre 31 et 45 jours après qu'il l'ait établie ou mise à jour. (E6.2)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme, et il a satisfait aux sous-exigences E6.1 et E6.2, mais ses évaluations ont été espacées d'au moins 24 mois.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B au moins une fois par année civile, en veillant à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doit se conformer à la présente norme, et il a satisfait aux exigences E6.1 et E6.2, 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> dans sa zone de planification entre 46 et 60 jours après qu'il l'ait établie ou mise à jour. (E6.2)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'utiliser les critères énoncés à l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B au moins une fois par année civile, en veillant à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme, mais il n'a pas satisfait aux sous-exigences E6.1 et E6.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B au moins une fois par année civile, en veillant à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doit se conformer à la présente norme, mais il a omis de tenir à jour la liste des circuits désignés conformément à la sous-exigence E6.1.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B au moins une fois par année civile, en veillant à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doit se conformer à la présente norme, et il a satisfait à l'exigence E6.1, 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> dans sa zone de planification ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après qu'il l'ait établie ou mise à jour. (E6.2)</p>

Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
				<p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme.</p>

## E. Différences régionales

Aucune

## F. Document technique de référence supplémentaire

1. Le document suivant constitue un supplément explicatif à la norme. Il contient le raisonnement technique à la base des exigences de cette norme. Il présente des exemples de méthodes à titre d'illustration seulement, et il n'exclut pas 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](http://www.nerc.com/fileUploads/File/Standards/Relay_Loadability_Reference_Doc_Clean_Final_2008July3.pdf).

## Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	12 février 2008	Approuvée 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 3 — « then » devrait se lire « than » dans la version anglaise	Erratum
1	18 mars 2010	Approuvé par la FERC	
1	Déposée pour approbation 19 avril 2010	Facteur de risque de la non-conformité pour E3 changé de « moyen » à « élevé »; Facteur de risque de la non-conformité pour les exigences E1, E2 et E3 changé à « critique » en mode binaire, conformément à l'ordonnance 733	Révision
2	10 mars 2011 Approuvée par le Conseil d'administration	Revisée pour tenir compte du premier ensemble de directives énoncées dans l'ordonnance 733	Révision (Projet 2010-13)
2	15 mars 2012	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-023-2 (l'approbation entre en vigueur le 7 mai 2012)	

## PRC-023 – Annexe A

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

## PRC-023 – Annexe B

### Circuits à évaluer

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

### Critères

Lorsque l'un des critères ci-dessous s'applique à un circuit, l'entité concernée doit se conformer à la norme en ce qui le concerne.

- B1.** Le circuit constitue 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, et il a été inclus en raison de préoccupations relatives à la fiabilité liées à sa charge, comme l'a confirmé le *coordonnateur de la planification* concerné ;
- B2.** Le circuit constitue une *installation* surveillée en vertu d'une limite IROL, laquelle a été déterminée dans l'horizon de planification conformément à la norme FAC-010 ;
- 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 des centrales nucléaires (NPIR) et à la norme NUC-001 ;
- B4.** Le circuit est désigné au cours de la séquence ci-dessous d'analyse<sup>5</sup> des transits effectuée par le *coordonnateur de la planification* pour l'horizon de planification de un à cinq ans :
- a. Simulation de combinaisons de contingences doubles sélectionnées, basées sur les principes d'ingénierie, sans modification manuelle des réglages du réseau entre les deux contingences (afin de reproduire 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 d'un circuit exploité entre 100 et 200 kV, évaluation de la charge postcontingence, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, par rapport à un seuil établi en fonction de la *caractéristique assignée* du circuit et utilisé dans l'étude d'écoulement de puissance par le *coordonnateur de la planification* ;
  - c. Lorsque plusieurs *caractéristiques assignées d'une installation* peuvent être utilisées dans l'étude d'écoulement de puissance sur un circuit, celles qui correspondent à la durée de surcharge la plus proche de quatre heures sont retenues ;

---

<sup>5</sup> Les analyses antérieures peuvent être utilisées au soutien de l'évaluation si aucun changement matériel n'a été apporté au réseau depuis la dernière évaluation.

- d. Le seuil servant à la sélection du circuit varie selon la durée de charge hypothétique utilisée pour établir les *caractéristiques assignées d'une installation* :
    - i. si les *caractéristiques assignées d'une 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'une installation* ;
    - ii. si les *caractéristiques assignées d'une 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'une installation* ;
    - iii. si les *caractéristiques assignées d'une 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'une 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.

**Dispositions particulières de la norme PRC-023-2 applicables au Québec**

---

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

**A. Introduction**

- 1. Titre :** Capacité de charge des relais de transport
- 2. Numéro :** PRC-023-2
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :** Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
  - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
  - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
  - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le xx mois 201x
- 6. Champ d'application :** Réseau de transport principal.

**B. Exigences**

**E1.** Aucune disposition particulière

**Critères :**

- 1.** Aucune disposition particulière
- 2.** Régler les relais de lignes de transport de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % des *caractéristiques assignées d'une installation* saisonnières les plus élevées (exprimées en ampères), sur :
  - 2.1.** 30 minutes lorsque c'est la limite de stabilité qui est la plus restrictive, ou
  - 2.2.** 15 minutes lorsque c'est la limite de surcharge qui est la plus restrictive <sup>1</sup>.
- 3.** Aucune disposition particulière
- 4.** Aucune disposition particulière
- 5.** Aucune disposition particulière
- 6.** Aucune disposition particulière
- 7.** Aucune disposition particulière
- 8.** Aucune disposition particulière
- 9.** Aucune disposition particulière
- 10.** Aucune disposition particulière

---

<sup>1</sup> Lorsqu'une valeur nominale sur 15 minutes a été calculée et publiée pour l'exploitation en temps réel, celle-ci peut être utilisée pour définir l'exigence de capacité de charge relative aux relais de protection.

**Dispositions particulières de la norme PRC-023-2 applicables au Québec**

---

**11.** Dans le cas des relais de protection contre les surcharges des transformateurs dont la composante charge n'est pas conforme à l'exigence E1, critère 10, il faut régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :

- Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner basé sur une limite de stabilité égale ou supérieure à au moins 150 % de la valeur nominale maximale applicable ou 115 % de la valeur de surcharge de transformateur en urgence établie par l'opérateur, selon la plus élevée de ces valeurs pour au moins 30 minutes, afin de donner le temps à l'opérateur de prendre des actions contrôlées pour éliminer la surcharge
- Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à un niveau de surcharge égal ou supérieur à au moins 150 % de la valeur nominale maximale applicable ou 115 % de la valeur de surcharge de transformateur en urgence établie par l'opérateur, selon la plus élevée de ces valeurs, afin de donner le temps à l'opérateur de prendre des actions contrôlées pour éliminer la surcharge ;
- Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile, au sommet de la cuve, réglée à une température d'au moins 100 °C ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé, réglée à une température d'au moins 140 °C<sup>2</sup>. Pour les transformateurs à 735kV, la sonde de température de point chaud d'enroulement simulé doit être réglée à une température d'au moins 130 °C.

**12.** Aucune disposition particulière

**13.** Aucune disposition particulière

**E2. à E6.** Aucune disposition particulière

**C. Mesures**

Aucune disposition particulière

**D. Conformité**

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

**1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité**

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

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

Aucune disposition particulière

**1.3. Conservation des données**

Aucune disposition particulière

**1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

---

<sup>2</sup> 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 indique qu'il peut y avoir formation de bulles au-dessus de 140 °C (annexe A).

**Dispositions particulières de la norme PRC-023-2 applicables au Québec**

---

**2. Niveaux de non-conformité**

Aucune disposition particulière

**E. Différences régionales**

Aucune disposition particulière

**F. Document technique de référence supplémentaire**

Aucune disposition particulière

**Historique des versions de l'annexe**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Intervention</b>	<b>Suivi des modifications</b>
0			Nouvelle

**PRC-023 – Annexe A**

**1.** Aucune disposition particulière

**2.** Aucune disposition particulière

**2.1.** Aucune disposition particulière

**2.2.** Aucune disposition particulière

**2.3.** Aucune disposition particulière

**2.4.** Aucune disposition particulière

**2.5.** Aucune disposition particulière

**2.6.** les systèmes de protection conçus uniquement pour être activés dans des délais donnant à l'opérateur au moins 15 minutes pour réagir en cas de surcharge, ou au moins 30 minutes dans le cas où la limite du réseau est basée sur la limite de stabilité.

**2.7.** Aucune disposition particulière

**2.8.** Aucune disposition particulière

**2.9.** Aucune disposition particulière

**PRC-023 – Annexe B**

Aucune disposition particulière