

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 éléments 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 :

Faible :	Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
Modéré :	Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
Important :	Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières 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 détecter de façon fiable toutes les situations de défaut et de protéger le réseau électrique contre ces défauts.
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 appliqués à des circuits définis en 4.2.1 (Circuits visés par les 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 appliqués à des circuits définis en 4.2.1 (Circuits visés par les 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 appliqués à des circuits définis en 4.2.1 (Circuits visés par les exigences E1 à E5), lorsque ces circuits ont une capacité de 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 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 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 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 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 BES.

5. Dates d'entrée en vigueur :

Les dates d'entrée en vigueur des exigences de la norme PRC-023-2 correspondant aux entités fonctionnelles et circuits applicables sont résumées dans le tableau suivant :

Ex.	Applicabilité	Date d'entrée en vigueur	
		Juridictions où une approbation réglementaire est requise	Juridictions où aucune approbation réglementaire n'est requise
E1.	Chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> , chaque <i>propriétaire d'installation de production</i> ou chaque <i>distributeur</i> avec 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 :	Premier jour du premier trimestre civil après les approbations réglementaires applicables.	Premier trimestre civil après l'adoption par le conseil d'administration.
	<ul style="list-style-type: none"> Pour l'exigence E1, critère 10.1 , pour régler les relais de protection contre les défauts de transformateur 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; 	Premier jour du premier trimestre civil 12 mois après les approbations réglementaires applicables.	Premier jour du premier trimestre civil 12 mois après l'adoption par le conseil d'administration.
	<ul style="list-style-type: none"> Pour les éléments de surveillance décrits dans PRC-023-2 – annexe A, section 1.6;. 	Premier jour du premier trimestre civil à 24 mois après les approbations réglementaires applicables.	Premier jour du premier trimestre civil 24 mois après l'adoption par le conseil d'administration.

Ex.	Applicabilité	Date d'entrée en vigueur	
		Juridictions où une approbation réglementaire est requise	Juridictions où aucune approbation réglementaire n'est requise
	<ul style="list-style-type: none"> Pour les dispositifs à déclenchement-sur-défaut décrits dans PRC-023-2 – annexe A, section 1.3. 	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil après les approbations réglementaires applicables de 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 ^{er} 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 ^{er} juillet 2011 ¹ .
	Chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> , chaque <i>propriétaire d'installation de production</i> ou chaque distributeur avec des circuits identifiés par le <i>coordonnateur de la planification</i> conformément à l'exigence E6.	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.

¹ Le 1^{er} juillet 2011 est le premier jour du premier trimestre civil 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	
		Juridictions où une approbation réglementaire est requise	Juridictions où aucune approbation réglementaire n'est requise
E2. et E3.	Chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> , chaque <i>propriétaire d'installation de production</i> ou chaque <i>distributeur</i> avec 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.	Premier jour du premier trimestre civil après les approbations réglementaires applicables.	Premier jour du premier trimestre civil après l'adoption de la norme par le Conseil d'administration.
	Chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> , chaque <i>propriétaire d'installation de production</i> ou chaque <i>distributeur</i> avec 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 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.	À la plus tardive des dates suivantes : le premier jour du premier trimestre civil 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.
E4.	Chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> , chaque <i>propriétaire d'installation de production</i> ou chaque <i>distributeur</i> qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 comme fondement pour vérifier la capacité de charge des relais de lignes de transport.	Premier jour du premier trimestre civil six mois après les approbations réglementaires applicables.	Premier jour du premier trimestre civil six mois après l'adoption de la norme par le conseil d'administration.
E5.	Chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> , chaque <i>propriétaire d'installation de production</i> ou chaque <i>distributeur</i> qui règle les relais de lignes de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1.	Premier jour du premier trimestre civil six mois après les approbations réglementaires applicables.	Premier jour du premier trimestre civil six mois après l'adoption de la norme par le conseil d'administration.

Ex.	Applicabilité	Date d'entrée en vigueur	
		Juridictions où une approbation réglementaire est requise	Juridictions où aucune approbation réglementaire n'est requise
E6.	Chaque <i>coordonnateur de la planification</i> doit effectuer une évaluation en appliquant les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> pour lesquels les <i>propriétaires d'installation de transport</i> , les <i>propriétaires d'installation de production</i> et les <i>distributeurs</i> doivent se conformer aux exigences E1 à E5.	Premier jour du premier trimestre civil 18 mois après l'obtention des approbations réglementaires applicables.	Premier jour du premier trimestre civil 18 mois après l'adoption de la norme par le conseil d'administration .

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, chaque *propriétaire d'installation de production* et chaque *distributeur* doit utiliser l'un des critères ci-dessous (Exigence E1, critère 1 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 maintenant une protection fiable du BES contre toutes conditions de défauts. Chaque *propriétaire d'installation de transport*, chaque *propriétaire d'installation de production* et chaque *distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de facteur de puissance de 30 degrés. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

Critères :

1. Régler les relais de lignes de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la *caractéristique assignée d'installation* saisonnière la plus élevée d'un circuit pour la durée de charge disponible définie qui est le plus près de 4 heures (exprimées en ampères).
2. Régler les relais de lignes de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la *caractéristique assignée d'une installation* saisonnière la plus élevée sur 15 minutes d'un circuit² (exprimées en ampères).
3. Régler les relais de lignes de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la capacité de transfert de puissance théorique maximale (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 un des éléments suivants pour effectuer le calcul du transfert de puissance :
 - 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 à chaque extrémité de la ligne, égale à l'impédance de source réelle du réseau, à une tension de 1,05 p.u. en amont de chaque 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, en utilisant la réactance inductive totale de la ligne.
5. Régler les relais de lignes de transport de réseaux à faible source de sorte qu'ils n'opèrent 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 de transport raccordées à des centrales éloignées de la charge de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 230 % de la capacité nominale de production totale.

² Lorsqu'une caractéristique assignée sur 15 minutes a été calculée et publiée pour l'exploitation en temps réel, la caractéristique assignée sur 15 minutes peut être utilisée pour définir l'exigence de capacité de charge relative aux relais de protection.

7. Régler les relais de lignes de transport associés au terminal d'un centre de consommation éloigné des centrales, de sorte qu'ils n'opèrent 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 lignes de transport appliqués sur l'extrémité du réseau de lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils n'opèrent 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 lignes de transport appliqués sur le côté charge de lignes de transport de sorte qu'ils n'opèrent 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.
10. Régler les relais de protection contre les défauts de transformateurs et les relais de lignes de transport installés sur des lignes de transport se terminant uniquement par un transformateur de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - 150 % de la ~~valeur nominale~~caractéristique assignée 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 caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée du transformateur, tel qu'établie par l'exploitant.
- 10.1 Régler les relais de protection contre les défauts sensibles à la charge, si elles sont utilisées, de sorte qu'ils n'exposent pas le transformateur à un niveau de défaut et à une durée qui excède sa tenue mécanique³.
11. Dans le cas des relais de protection de surcharges des transformateurs dont la composante charge n'est pas conforme à l'exigence E1, critère 10, 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 à au moins 150 % de la valeur nominale maximale applicable de la plaque signalétique, ou 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée du transformateur, tel qu'établie par l'opérateur, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes 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 ou d'un élément simulant la température de point chaud des enroulements, réglée à une température pas moins de 100°C pour la température d'huile au sommet de la cuve ou pas moins de 140°C⁴ pour la température du point chaud des enroulements.
12. Lorsque la capacité désirée de la 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 suivantes :

³ 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.

⁴ 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).

- 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 de 87 % du courant calculé selon l'exigence R1, critère 12 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées d'une installation* du circuit.
- 13.** Lorsque autres situations présentent en pratique des limites de la capacité calculée d'un circuit, régler les relais de protection de phase de sorte qu'ils ne s'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de ces limites.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport*, chaque *propriétaire d'installation de production* et chaque *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 conformément à l'exigence E1. [*Facteur de risque de non-conformité : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport*, chaque *propriétaire d'installation de production* et chaque *distributeur* qui utilise une capacité calculée du circuit avec les limites pratiques décrites à l'exigence E1, critères 6, 7, 8, 9, 12 ou 13 doit utiliser la capacité du circuit calculée comme étant la *caractéristique assignée d'une installation* 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* de la capacité calculée du circuit. [*Facteur de risque de non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport*, chaque *propriétaire d'installation de production* et chaque *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*, chaque *propriétaire d'installation de production* et chaque *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, avec pas plus de 15 mois entre deux rapports, afin de permettre à l'organisme de fiabilité électrique (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, avec pas plus de 15 mois entre les évaluations, en appliquant les critères énoncés dans l'annexe B pour déterminer les circuits à l'intérieur de la zone du *coordonnateur de la 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, y compris le moyen retenu pour tenir compte de 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 la zone du *coordonnateur de la 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*, chaque *propriétaire d'installation de production* ou chaque *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 à des niveaux de défauts et de durée excédant les seuils indiquées dans la norme (E1).
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport*, chaque *propriétaire d'installation de production* ou chaque *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*, chaque *propriétaire d'installation de production* ou chaque *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 sur les *caractéristiques assignées d'une installation* ou une base de données sur les *caractéristiques assignées des installations*, montrant qu'ils ont utilisé la capacité calculée du circuit comme étant la *caractéristique assignée d'une installation* du circuit et a des pièces justificatives tel qu'une correspondance datée montrant que la *caractéristique assignée d'une installation* 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*, chaque *propriétaire d'installation de production* ou chaque *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*, chaque *propriétaire d'installation de production* ou chaque *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 la zone du *coordonnateur de la 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 la zone du coordonnateur de la planification.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

- Dans le cas des entités qui ne travaillent pas pour l'*entité régionale*, c'est l'*entité régionale* qui agira en tant que responsable de la surveillance de l'application des normes.
- Dans le cas des entités fonctionnelles qui travaillent pour l'*entité régionale*, c'est l'organisme de fiabilité électrique (ERO) qui agira en tant que responsable de la surveillance de l'application des norme.

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 l'application des normes 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 la zone *coordonnateur de la 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
- Déclarations sur la conformité
- Contrôles 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.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas utilisé un des critères suivants (exigence E1 critères 1 à 13) pour tout terminal de circuits visant à éviter que les réglages des relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en maintenant une protection fiable du BES 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.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable ne s'est pas assuré 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>

Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E3.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable qui utilise une capacité calculée du 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 calculée du circuit 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 calculée du circuit 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.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni à son <i>coordonnateur de la planification</i>, à son <i>exploitant d'installation de transport</i> et à son <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 chaque année civile, sans dépasser plus de 15 mois entre les rapports.</p>

Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E5.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas fourni à l' <i>entité régionale</i> 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, sans dépasser plus de 15 mois entre les rapports.
E6.	Sans objet	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B pour déterminer les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme, et a satisfait aux sous-exigences E6.1 et E6.2, mais plus de 15 mois mais de moins de 24 mois se sont écoulés entre les évaluations.</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, sans dépasser pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme, et il a satisfait</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères énoncés à l'annexe B pour déterminer les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> 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 au moins 24 mois se sont écoulés entre les évaluations.</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, sans dépasser pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme, et il a satisfait aux exigences E6.1 et E6.2, mais</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> ne s'est pas assuré d'utiliser les critères énoncés à l'annexe B pour déterminer les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> 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, sans dépasser pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> 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</p>

Date d'entrée en vigueur : xx mois 20xx

Adoptée par la Régie de l'énergie (décision D-201x-xxx) : xx mois 201x

Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
		<p>aux sous-exigences E6.1 et E6.2, mais il n'a pas indiqué 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, sans dépasser pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> 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 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 la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> entre 31 et 45 jours après qu'il l'ait établie ou mise à jour. (E6.2)</p>	<p>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 la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> entre 46 et 60 jours après qu'il l'ait établie ou mise à jour. (E6.2)</p>	<p>énoncés à l'annexe B au moins une fois par année civile, avec pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme, mais il n'a pas tenu 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, sans dépasser pas plus de 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> pour lesquels les entités concernées doivent se conformer à la présente norme, et il a satisfait à l'exigence E6.1, mais il n'a pas 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 la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après qu'il l'ait établie</p>

Ex.	VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
				<p>ou mise à jour. (E6.2) OU</p> <p><i>Le coordonnateur de la planification</i> n'a pas déterminé les circuits dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> 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. Cette référence supplémentaire 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.

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)	

Date d'entrée en vigueur : xx mois 20xx

Adoptée par la Régie de l'énergie (décision D-201x-xxx) : xx mois 201x

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;
 - 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 des installations* dynamiques ;
 - 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.

Date d’entrée en vigueur : xx mois 20xx

Adoptée par la Régie de l’énergie (décision D-201x-xxx) : xx mois 201x

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'analyse⁵ 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 ;
 - 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* ;

⁵ 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.

- 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 :**

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

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

B. Exigences

Disposition particulière applicable au critère 10 de l'exigence 1 :

B. Remplacer la valeur de réglage de 115% par 105%.

E1. Aucune disposition particulière

Critères :

1. Aucune disposition particulière

1. 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 :

1.1. 30 minutes lorsque c'est la limite de stabilité qui est la plus restrictive, ou

1.2. 15 minutes lorsque c'est la limite de surcharge qui est la plus restrictive⁺.

2. Aucune disposition particulière

3. Aucune disposition particulière

4. Aucune disposition particulière

⁺ Lorsque 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

~~5. — Aucune disposition particulière~~

~~6. — Aucune disposition particulière~~

~~7. — Aucune disposition particulière~~

~~8. — Aucune disposition particulière~~

~~9. — Aucune disposition particulière~~

~~10. — 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 °C². 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.~~

~~11. — Aucune disposition particulière~~

~~12. — 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. Responsable de la surveillance de l'application des normes

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

1.2. Conservation des données

² ~~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

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et de contrôle de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

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

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

Historique des révisions

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