
Projet QC-2015-01

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les relais de protection doivent être réglés de façon à détecter de manière fiable les défauts, dans le but de protéger le réseau de transport contre ces défauts. L'objectif de la PRC-023-3 est de régler les relais de protection de façon à ce qu'ils ne limitent pas la capacité de charge de transport et n'interfèrent pas avec la capacité de l'exploitant de prendre action pour préserver la fiabilité du réseau.

En général, les fonctions des *systèmes de protection* visent à protéger le réseau de transport contre les défauts, ce qui mène au déclenchement d'installations de transport. Dans des cas spéciaux, en particulier lors de l'exploitations en situations d'urgence, il peut être favorable de laisser en surcharge les lignes et les transformateurs pendant de courtes périodes de temps. Ceci donne le temps aux exploitants de prendre des mesures pour atténuer les surcharges. Ne pas appliquer cette norme pourrait amener à des interférences nuisibles entre des déclenchements prématurés et les actions correctives que les exploitants pourraient effectuer.

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

- Régler les relais de protection de lignes de transport, les relais de protection des transformateurs et les éléments de blocage sur perte de synchronisme conformément à des critères spécifiques prescrits par la norme.
- Utiliser les capacités de circuit calculées comme caractéristiques assignées des installations et 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 réseau de transport contre les défauts.
- Évaluer périodiquement la capacité de charge des relais de lignes de transport.
- Partager l'information entre les entités et garder les pièces justificatives.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

La norme PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production devrait être adoptée en parallèle. Les éléments qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de transport et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale sont dorénavant assujettis à la PRC-025-1.

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions à modifier dans le glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées			
	Coordonnateur de la planification	Propriétaire d'installation de production	Propriétaire d'installation de transport	Distributeur
E1		X	X	X
E2		X	X	X
E3		X	X	X
E4		X	X	X
E5		X	X	X
E6	X			

À noter que seuls les TO, GO et les DP qui possèdent des systèmes de protection de phase définis à l'annexe A de la norme et seuls les circuits documentés dans la norme sont visés. Voir la section « Applicabilité » de la norme pour plus de détails.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

- La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
- La valeur de réglage de 105% (critère 10, E1) remplace la valeur de 115%.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Dates d'entrées en vigueur aux États-Unis :

La date d'entrée en vigueur de la norme aux États-Unis est le 1^{er} octobre 2014. Un délai de six mois a été accordé aux entités pour la mise en œuvre de l'exigence E4. De même, un délai est accordé lorsque le *coordonnateur de la planification* (PC), dans son évaluation faite conformément à E6, inclut des nouvelles installations visées par la norme. Dans ce cas les installations identifiées devront être conformes aux exigences E1, E2 et E3 à la date la plus éloignée entre :

- le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la notification du PC ; ou
- le premier jour de la première année civile pendant laquelle un des critères définis à l'annexe B devient applicable.

Dates d'entrée en vigueur au Québec :

Au Québec, la norme PRC-023-3 est la première version de norme proposée qui concerne la capacité de charge des relais de transport. Les délais de mise en œuvre proposés s'inspirent donc des délais

qui ont été accordés pour la mise en œuvre des versions antérieures. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur de cette norme :

Exigence	Applicabilité	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E1	Chaque TO, GO ou DP 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 :	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
	<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 à survenir 6 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	
	<ul style="list-style-type: none"> Pour les éléments de surveillance décrits dans PRC-023-3 – annexe A, section 1.6. 	Premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	
	<ul style="list-style-type: none"> Pour les dispositifs à déclenchement-sur-défaut décrits dans PRC-023-3 – annexe A, section 1.3. 	Premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	
	Chaque TO, GO ou DP avec des circuits identifiés par le coordonnateur de la planification conformément à l'exigence E6.	<p>À la plus tardive des dates suivantes :</p> <p>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-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>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 applicable.</p>	

Exigence	Applicabilité	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E2 et E3	Chaque TO, GO ou DP 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 à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
	Chaque TO, GO ou DP avec des circuits qui ont été sélectionnés par le coordonnateur de la planification conformément à l'exigence E6.	<p>À la plus tardive des dates suivantes :</p> <p>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-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>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 applicable.</p>	
E4	Chaque TO, GO ou DP 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 à survenir six mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
E5	Chaque TO, GO ou DP qui règle les relais de lignes de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1.	Premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
E6	Chaque coordonnateur de la planification doit effectuer une évaluation en appliquant les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de 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.	Premier jour du premier trimestre civil à survenir 9 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

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

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.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Section à compléter à la réception des formulaires d'évaluation de l'impact et à la conclusion du processus de consultation préalable au dépôt des normes à la Régie de l'énergie.

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-3
3. **Objet :** Les réglages des relais de protection ne doivent pas restreindre la capacité de charge de transport, ne doivent pas nuire à la capacité des répartiteurs de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité des *réseaux*, et doivent être réglés pour détecter de façon fiable toutes les situations de défauts et pour protéger le réseau électrique contre ces défauts.

4. Applicabilité

4.1. Entités fonctionnelles

- 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production* ayant un ou des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.3 *Distributeur* ayant un ou des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*), pourvus que ces circuits ont une capacité de transit bidirectionnel.
- 4.1.4 *Coordonnateur de la planification*.

4.2. Circuits

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5

- 4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.
- 4.2.1.2 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV 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 entre 100 et 200 kV et qui sont sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6

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

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

B. Exigences

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

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la *caractéristique assignée saisonnière d'une installation* la plus élevée d'un circuit pour la durée de charge disponible dont on dispose qui est le plus près de 4 heures (exprimée en ampères).
2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la *caractéristique assignée saisonnière d'une installation* sur 15 minutes la plus élevée d'un circuit¹ (exprimée en ampères).
3. Régler les relais de ligne 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 (en utilisant un angle de 90 degrés entre les tensions de départ et d'arrivée soit une réactance ou une impédance complexe) du circuit (exprimée en ampères), en utilisant l'un des éléments suivants pour effectuer le calcul ou transfert de puissance :
 - une source infinie (impédance de source nulle) avec une tension de 1,00 p.u. à chaque extrémité de la ligne ;

¹ 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 des relais de protection.

- une impédance à chaque extrémités de la ligne qui représente l'impédance de source réelle du réseau, avec une tension de 1,05 p.u. en amont de chaque impédance de source.
4. Régler les relais de ligne de transport installés sur les lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la capacité de transfert de puissance maximale de la ligne, établie comme étant la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée du condensateur série ;
 - 115 % de la capacité de transfert de puissance maximale du circuit (exprimée en ampères), calculée conformément au critère 3 de l'exigence E1, en utilisant la réactance inductive totale de la ligne.
 5. Régler les relais de lignes de transport de réseau à faible source 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. Inutilisé.
 7. Régler les relais de ligne de transport associés aux bornes 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 ligne de transport appliqués au côté 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 ligne de transport appliqués au côté charge 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 la charge et le réseau, quelle que soit la configuration du réseau.
 10. Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts et les relais de ligne de transport installés de lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - 150 % de la caractéristique assignée de la plaque signalétique du transformateur (exprimée en ampères), y compris les caractéristiques assignées de refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant.
 - 10.1 Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas le transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excèdent la capacité de tenue mécanique² du transformateur.

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

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :
 - Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à un niveau de surcharge égal ou supérieur à 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable ou à 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur établie par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant de prendre des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
 - Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile de surface réglée à une température d'au moins 100 °C, ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé réglée à une température³ d'au moins 140 °C.
 12. Lorsque la capacité désirée d'une ligne de transport est limitée par l'exigence de protéger adéquatement la ligne de transport, régler les relais de distance de la ligne de transport à un maximum de 125 % de l'impédance apparente (selon l'angle d'impédance de la ligne de transport) moyennant les contraintes ci-dessous :
 - a. Régler l'angle de couple maximal (MTA) à 90 degrés ou à la valeur la plus élevée admise par le fabricant.
 - b. Évaluer la capacité de charge des relais en ampères à leur seuil de déclenchement à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de déphasage du facteur de puissance de 30 degrés.
 - c. Inclure un élément de réglage de relais d'une valeur égale à 87 % du courant calculé selon le critère 12 de l'exigence E1 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit.
 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 n'opèrent 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 ses éléments de blocage sur perte de synchronisme pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase 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 la non-conformité (VRF) : 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 aux critères 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit considérer la capacité de circuit calculée comme étant la *caractéristique assignée d'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* au sujet de la capacité du circuit calculée. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

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

- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport doit fournir au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant d'installation de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés à ces relais de ligne de transport au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : 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 ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit fournir une liste à jour des circuits associés à ces relais à son *entité régionale* au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à l'ERO de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, en appliquant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-3 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 la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 6.1** tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B, en identifiant la première année civile au cours de laquelle s'appliquent tout critère de l'annexe B de la norme PRC-023-3 ;
- 6.2** fournir la liste des circuits à tous les *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 les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun de ses relais de transport est réglé conformément à l'un des critères 1 à 13 de l'exigence E1, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple des courbes de coordination ou des résumés de calculs) attestant que les relais réglés conformément au critère 10 n'exposent pas le transformateur associé à des niveaux et à des durées de défaut excédant les seuils établis dans la présente norme. (E1)
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun des éléments de blocage sur perte de synchronisme est réglé pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport effectuée conformément à l'exigence E1. (E2)
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* ayant des relais de transport réglés conformément au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou une base de données sur les *caractéristiques assignées des installations*), attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant a *caractéristique assignée d'installation*

du circuit, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les caractéristiques assignées *d'installation* résultantes ont été acceptées par son *coordonnateur de la planification*, son *exploitant d'installation de transport* et son *coordonnateur de la fiabilité*. (E3)

- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production* ou *distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 2 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni à son *coordonnateur de la planification*, à son *exploitant d'installation de transport* et son *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés aux relais de ligne de transport dans les délais prescrits. La liste à jour peut être soit une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E4)
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production* ou *distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni une liste à jour des circuits correspondants à l'entité régionale dans les délais prescrits. La liste à jour peut être soit une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E5)
- M6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des résultats d'écoulement de puissance, des résumés de calculs ou des rapports d'étude) attestant qu'il a utilisé les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-3 pour déterminer les circuits situés dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit détenir une liste datée de ces circuits ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni cette liste à tous les *coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, distributeurs* et entités régionales à l'intérieur de sa zone de planification dans les délais prescrits. (E6)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité des normes de fiabilité de la NERC.

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 attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le responsable de la surveillance de l'application des normes leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatifs plus longtemps.

Le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver la documentation attestant 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. Le *coordonnateur de la*

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

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

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver les dossiers de dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration volontaire

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité :

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes les situations de défaut.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.</p>
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable ne s'est pas assurée que ses éléments de blocage sur perte de synchronisme sont réglés pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour évaluer la capacité de charge des relais de ligne de transport conformément à l'exigence E1.</p>

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 n'a pas considéré la capacité de circuit calculée comme étant le caractère assignée d'installation du circuit.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas reçu l'approbation du coordonnateur de la planification, de l'exploitant d'installation de transport et du coordonnateur de la fiabilité relativement à la capacité de circuit calculée.</p>
E4	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni au coordonnateur de la planification, à l'exploitant d'installation de transport et au coordonnateur de la fiabilité une liste à jour des circuits associés à des relais de ligne de transport réglés selon le critère 2 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni à l'entité régionale une liste à jour des circuits associés à des relais de ligne de transport réglés selon le critère 12 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E6	Sans objet	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais avec un intervalle de plus de 15 mois et de moins de 24 mois entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il n'a pas indiqué l'année civile à compter de laquelle commencent à s'appliquer les critères de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais avec un intervalle de 24 mois ou plus entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 46 et 60 jours après sa création ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas tenu à jour la liste des circuits désignés conformément à l'exigence E6. (Alinéa 6.1)</p> <p>OU</p>

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		<p>lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 31 et 45 jours après sa création ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>		<p><i>Le coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait à l'alinéa 6.1, mais il 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> de sa zone de planification ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après l'avoir établie ou mise à jour. (Alinéa 6.2)</p> <p>OU</p> <p><i>Le coordonnateur de la planification</i> n'a pas déterminé les circuits de sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme.</p>

E. Différences régionales

Aucune.

F. Document technique de référence supplémentaire

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

Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings, version 1.0, juin 2008, préparé par le groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) du comité de planification de la NERC.

Document en ligne à l'adresse suivante :

http://www.nerc.com/fileUploads/File/Standards/Relay_Loadability_Reference_Doc_Clean_Final_2008July3.pdf

Historique des versions

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

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Demande SAR supplémentaire visant à clarifier l'applicabilité afin d'assurer la cohérence avec la norme PRC-025-1, plus d'autres corrections mineures.

PRC-023-3 – Annexe A

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

PRC-023-3 – Annexe B

Circuits à évaluer

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

Critères

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

- B1.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une interface de transit permanente de l'Interconnexion de l'Est, un chemin de transfert important de l'Interconnexion de l'Ouest selon la définition de l'entité régionale ou une *installation* surveillée comparable de l'Interconnexion du Québec, qui a été inclus en raison de préoccupations relatives à la fiabilité liées à la charge de ce circuit, comme confirmé par le *coordonnateur de la planification* concerné.
- B2.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une limite pour la fiabilité de l'interconnexion (IROL), déterminée dans l'horizon de planification conformément à la norme FAC-010.
- B3.** Le circuit constitue un chemin (tel qu'entendu par l'*exploitant d'installation de production* et de l'entité de transport) assurant l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire, conformément aux *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire (NPIR)* de la norme NUC-001.
- B4.** Le circuit est désigné au cours de la séquence ci-dessous d'analyse des écoulements de puissance⁴ 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 selon des principes d'ingénierie, sans modification manuelle des réglages du réseau entre les deux contingences (reflète 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 des caractéristiques assignées d'installation du circuit et utilisé dans l'étude d'écoulement de puissance par le *coordonnateur de la planification*.
 - c. Lorsque plusieurs *caractéristiques assignées d'une installation* peuvent être utilisées dans l'étude d'écoulement de puissance pour un circuit, le seuil sélectionné sera basé sur des caractéristiques assignées d'installation du circuit qui correspondent à la durée de surcharge la plus proche de quatre heures.
 - 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*

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

- 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 de l'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 de l'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 de l'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-023-3 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-023-3
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1. Entités fonctionnelles :**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. Circuits :**
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 :

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

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**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**
Aucune disposition particulière
 - 1.4. Autres informations sur la conformité**
Aucune disposition particulière

Norme PRC-023-3 — Capacité de charge des relais de transport

Annexe QC-PRC-023-3

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Document technique de référence supplémentaire

Aucune disposition particulière

PRC-023 – Annexe A

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