
Projet QC-2015-01

Norme PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les relais doivent être réglés de façon à détecter de manière fiable les défauts, dans le but de protéger le réseau contre ces défauts. La norme PRC-025-1 est axée sur la réduction du risque; l'entité responsable doit effectuer les réglages de sorte qu'elle continue d'atteindre ses objectifs de protection tout en permettant aux groupes de production de fournir de la puissance réactive lors de perturbations dans le réseau.

En effet, l'objectif de la PRC-025-1 est de régler les relais de protection de centrale sensible à la charge de façon à prévenir les déclenchements intempestifs durant une perturbation de réseau de courte durée, ceci sans poser de risque de dommages aux équipements associés à cette protection. Des déclenchements prématurés augmentent l'étendue ou la durée de la perturbation. Ce phénomène a été reconnu comme un facteur important dans la panne générale survenue en août 2003 dans le nord-est du continent nord-américain.

Selon cette norme, chaque entité visée doit régler ses relais de protection sensible à la charge selon les précisions contenues dans l'annexe 1 de la norme. L'entité doit choisir une des options présentées dans l'annexe 1 sous forme de critères, conformément à la fonction et au type de relais.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

La norme *PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport* doit être adoptée en parallèle.

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 du glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Fonctions visées :

- Propriétaire d'installation de production (GO)
- Propriétaire d'installation de transport (TO)

- Distributeur (DP)

Installations visées :

- Groupes de production
- Transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU)
- Transformateurs de service auxiliaire de groupe (UAT) qui fournissent l'ensemble de l'alimentation nécessaire pour maintenir un ou des groupes de production en service
- Éléments qui relient les transformateurs GSU au réseau de transport et qui servent exclusivement 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)
- Éléments utilisés pour regrouper la production de ressources dispersées.

Ces installations sont associées aux centrales et aux postes de centrale, y compris les centrales désignées comme ressources pour démarrage autonome dans le plan de remise en charge du réseau de l'exploitant du réseau de transport.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La norme PRC-025-1 s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La date d'entrée en vigueur de la norme aux États-Unis était le 1^{er} octobre 2014. En ce qui concerne la mise en œuvre, le délai accordé aux entités américaines est de 60 mois si les relais de protection sensibles à la charge peuvent être réglés conformément à la norme ou 84 mois si le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire.

Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur et la mise en œuvre de cette norme :

Norme	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Délais de mise en œuvre proposés au Québec	Justification
PRC-025-1	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie	48 mois après l'adoption de la norme par la Régie si les relais de protection sensibles à la charge peuvent être réglés conformément à la norme ou 72 mois après l'adoption de la norme par la Régie si le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tant 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 groupe de production
2. **Numéro :** PRC-025-1
Objet : Régler les relais de protection sensibles à la charge associés aux *installations* de production de manière à éviter les déclenchements inutiles des groupes de production pendant une perturbation du réseau pour des conditions qui ne posent pas de risque de dommage à l'équipement associé.
3. **Applicabilité :**
 - 3.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 3.1.1. *Propriétaire d'installation de production* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.1.2. *Propriétaire d'installation de transport* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.1.3. *Distributeur* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.2. **Installations :** Les *éléments* suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *système de production-transport d'électricité (BES)*, y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :
 - 3.2.1. groupes de production ;
 - 3.2.2. transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU) ;
 - 3.2.3. transformateurs de service auxiliaire de groupe (UAT) qui fournissent l'ensemble de l'alimentation nécessaire pour maintenir un ou des groupes de production en service¹ ;
 - 3.2.4. *éléments* qui relient les transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement 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) ;
 - 3.2.5. *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources dispersées.

¹ Ces transformateurs, peu importe leur dénomination, servent à fournir l'ensemble de l'alimentation auxiliaire de la centrale lorsque les groupes sont en marche. La perte de ces transformateurs entraîne le retrait du service des groupes de production. Se reporter à la section Principes directeurs et fondements techniques de la norme PRC-025-1 pour plus de détails sur les transformateurs de service auxiliaire de groupe.

4. Contexte :

Après l'analyse d'un bon nombre des perturbations importantes survenues depuis 25 ans dans le réseau électrique interconnecté de l'Amérique du Nord on a découvert que des groupes de production ont déclenché à cause de conditions qui ne présentaient apparemment pas de risque direct pour ces groupes ou pour les équipements associés au cours de la période en question. Ces déclenchements ont souvent augmenté l'étendue ou la durée de la perturbation. Ce phénomène a été reconnu comme un facteur important dans la panne générale survenue en août 2003 dans le nord-est du continent nord-américain². Pendant la phase de rétablissement d'une perturbation, la perturbation peut montrer un comportement de « perturbation de tension » où la tension du réseau peut chuter fortement et fluctuer. Afin de soutenir le réseau pendant cette phase transitoire d'une perturbation, la présente norme établit des critères pour que les relais de protection sensibles à la charge soient réglés de façon que les groupes de production individuels puissent fournir de la puissance réactive, dans les limites de leur capacité dynamique, pendant ces périodes transitoires pour aider le réseau à se rétablir de la perturbation de tension. Le déclenchement prématuré ou inutile de groupes de production entraînant la perte de puissance réactive dynamique, aggrave la perturbation de tension et modifie ainsi le caractère de la perturbation du réseau. De plus, la perte de puissance active pourrait déclencher ou exacerber une perturbation de fréquence.

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

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de production, propriétaire d'installation de transport et distributeur* doit appliquer les réglages conformément à l'annexe 1, *Réglages des relais*, de la norme PRC-025-1 pour chaque relais de protection sensible à la charge, tout en maintenant une protection fiable contre les défauts. [*Facteur de risque(VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- M1.** Pour chaque relais de protection sensible à la charge, chaque *propriétaire d'installation de production, propriétaire d'installation de transport et distributeur* doit avoir des pièces justificatives (résumés de calculs, feuilles de chiffrier, rapports de simulation, fiches de réglage, etc.) attestant l'application des réglages conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-025-1 : Réglages des relais.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Tel que défini dans les règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale

² Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant, *Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada*, novembre 2003 <http://www.nerc.com/docs/docs/blackout/814BlackoutReport.pdf>

dans leurs rôles respectifs de surveillance et de mise en application des normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité tel qu'indiqué ci-après, à moins que son CEA lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

- Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 et la mesure M1 pour les trois années civiles les plus récentes.
- Si un *propriétaire d'installation de production*, un *propriétaire d'installation de transport* ou un *distributeur* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et présentés par la suite.

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

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Élevé	Sans objet	Sans objet	Sans objet .	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> , le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>distributeur</i> n'a pas appliqué les réglages prescrits à l'annexe 1 de la norme PRC-025-1 : Réglages des relais, à un relais de protection sensible à la charge.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Comité sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Subcommittee) de la NERC, juillet 2010, « Power Plant and Transmission System Protection Coordination »

IEEE C37.102-2006, Guide for AC Generator Protection

PRC-025-1 – Annexe 1 : Réglages des relais

Introduction

La présente norme n'oblige pas le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* à utiliser les fonctions de protection indiquées au tableau 1. Chaque *propriétaire d'installation de production*, chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *distributeur* qui applique des relais de protection sensibles à la charge sur leurs *éléments* listés à l'alinéa 3.2, *Installations*, doit utiliser une des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais (« le Tableau 1 »), pour régler chaque élément de relais de protection sensible à la charge conformément à son application et au type de relais. La tension de barre est liée aux critères pour les diverses applications indiquées au Tableau 1.

Groupes de production

Les valeurs des critères de réglage d'activation de relais pour les groupes synchrones sont établies à partir de la capacité de puissance active brute maximale du groupe, en mégawatts (MW), telle que déclarée au *planificateur de réseau de transport*, et à partir de la capacité de puissance réactive du groupe, en mégavoltampères réactifs (Mvar), selon la valeur en MW calculée d'après la caractéristique assignée du groupe en mégavoltampères (MVA) au facteur de puissance nominal. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité maximale devra être utilisée aux fins de la présente norme.

Les valeurs des critères de réglage d'activation de relais pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), sont dérivées à partir de la puissance complexe globale maximale de l'installation, en MVA, déclarée au *planificateur de réseau de transport*, y compris les Mvar produits par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive.

Dans le cas d'application où des groupes synchrones et asynchrones sont combinés à un transformateur élévateur de groupe ou sur des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe (GSU) au réseau de *transport* et qui servent exclusivement 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), les critères de réglage d'activation doivent être déterminés par addition vectorielle des critères de réglage pour chaque type de groupe, et avec la tension de barres qui correspond à l'application et au type de relais du groupe synchrone.

Transformateurs

Les calculs qui tiennent compte du rapport d'enroulement de transformateur GSU doivent utiliser la prise effectivement appliquée (en service), dans le cas de transformateurs GSU à changeurs de prise à vide (DETC). Si des changeurs de prise en charge (LTC) sont utilisés, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible à la barre de groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance nominale au rapport d'enroulement nominal du transformateur GSU doit être utilisé.

Les applications dont la topologie est plus complexe, par exemple des groupes de production reliés à un transformateur à enroulements multiples, ne sont pas directement abordées par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent

être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités avec ces topologies devraient alors régler leurs relais de manière qu'ils n'opèrent pas se déclenchent pas dans les conditions abordées par la présente norme.

Lignes multiples

Les applications qui utilisent une topologie plus complexe, par exemple des lignes multiples qui relient des transformateurs élévateurs de groupe (GSU) au réseau de *transport* et qui servent exclusivement 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), ne sont pas directement abordés par les critères du Tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités avec ces topologies doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils n'opèrent pas dans les conditions visées par la présente norme.

Exclusions

La présente norme ne s'applique pas aux systèmes de protection suivants :

- 1 éléments de relais qui sont en service seulement pendant le démarrage ;
- 2 éléments de relais de protection sensibles à la charge qui sont armés seulement lorsque le groupe de production n'est pas relié au réseau (par exemple des éléments de surintensité de circuit non directionnels utilisés en combinaison avec des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts) ;
- 3 éléments de relais de protection sensibles à la charge qui sont armés seulement lorsque le groupe de production n'est pas relié au réseau (par exemple des éléments de surintensité de circuit non directionnels utilisés en combinaison avec des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts) ;
- 4 éléments de relais de détection de défauts de phase servant à superviser d'autres éléments de distance de phase sensibles à la charge (par exemple pour prévenir tout fonctionnement intempestif en cas de perte de potentiel) pourvu que l'élément de distance soit réglé conformément à la présente norme ;
- 5 éléments de relais de protection qui sont activés seulement en cas de défaillance d'autres éléments de protection (par exemple des éléments de surintensité de courant qui sont activés seulement en cas de perte de potentiel) ;
- 6 éléments de relais de protection utilisés seulement pour des *automatismes de réseau* visés par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale ;
- 7 systèmes de protection qui détectent les surcharges de groupe et qui sont conçus pour agir en coordination avec la capacité court terme du groupe selon une caractéristique inverse extrême réglée pour un délai d'intervention d'au moins 7 secondes à 218 % du courant à pleine charge (par exemple le courant d'armature nominal), et pour prévenir le fonctionnement à moins de 115 % du courant à pleine charge³ ;

³ IEEE C37.102-2006, "Guide for AC Generator Protection", article 4.1.1.2.

- 8 systèmes de protection qui détectent les surcharges de transformateur et qui sont conçus pour intervenir seulement pendant les périodes où l'opérateur a au moins 15 minutes pour répondre aux conditions de surcharge ;

Tableau 1

Le tableau 1 qui commence à la page suivante est structuré et mis en page de manière à aider le lecteur à identifier une option pour un relais de protection donné sensible à la charge.

La première colonne indique l'application (par exemple groupes de production synchrones ou asynchrones, transformateurs élévateurs de groupe, transformateurs de service auxiliaire et *éléments* qui relient des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement 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). Des bandes horizontales bleu foncé sauf l'en-tête qui se répète à chaque page délimitent les diverses applications.

La deuxième colonne présente les relais de protection sensibles à la charge (21, 50, 51, 51V-C, 51V-R ou 67) qui correspondent à l'application de la première colonne. Les démarcations entre les différents types de relais pour une application donnée sont signalées par des bandes horizontales bleu clair. Ces bandes horizontales ne contiennent pas de texte.

La troisième colonne utilise la numérotation alphanumérique des options possibles de réglage des relais de protection sensibles à la charge pour l'application et le type de relais. Une autre bande horizontale bleu clair, plus courte et contenant le mot « OU », signale au lecteur que plusieurs options existent pour déterminer la tension au jeu de barres et les critères de réglage (quatrième et cinquième colonnes, respectivement). Les colonnes « tension de barre » et « critères de réglage d'activation » présentent les critères pour déterminer le réglage approprié.

De plus, le tableau est formaté en mettant une trame de fond qui signale les groupes de relais associés aux applications de groupe asynchrone. Les applications de groupe synchrone et de transformateur de service auxiliaire de groupe ne sont pas tramées. Aussi, des zones tampons intentionnelles sont insérées afin que les options semblables soient présentées autant que possible sur une même page. Il est à noter que pour certaines applications, les options disponibles peuvent s'étendre sur plus d'une page.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Groupes synchrones, ou éléments utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i>	1a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		1b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		

⁴ Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prises hors tension (DETC) les calculs qui utilisent le rapport d'enroulement du transformateur élévateur de groupe doivent utiliser la prise du transformateur qui est effectivement en service. Si des changeurs de prise de charge (LTC) sont utilisés, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible à la barre du groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance de la plaque signalétique pour le rapport d'enroulement nominal du transformateur GSU doit être utilisé.

PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production

		1c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au planificateur de réseau de transport ; et 2) <i>Puissance réactive</i> produite – 100 % de la puissance réactive brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
	Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Groupes synchrones, ou éléments utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51 ou 51V-R) – à retenue de tension	2a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		2b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		2c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ou; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance réactive brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation

Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après			
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51V-C) – asservi à la tension (configuré pour fonctionner en fonction de la tension)	3	<div>Tension de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur</div> <div>La consigne de tension doit être réglée au-dessous de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe</div>
Début d'une autre application ci-après			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), ou <i>éléments</i> utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i>	4	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51 ou 51V-R) – à retenue de tension	5	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51V-C) – asservi à la tension (configuré pour fonctionner en fonction de la tension)	6	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	La consigne de tension doit être réglée au-dessous de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe
Début d'une autre application à la page suivante				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Transformateurs élévateurs de groupe reliés à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 14.	7a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		7b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		7c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation

	Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après
--	--

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Transformateurs élevateurs reliés à des groupes synchrones	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – côté basse tension du transformateur élevateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 15	8a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élevateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		8b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal
		OU		
		8c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au planificateur de réseau de transport ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation

	Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après
--	--

Tableau 1 – Critères d’évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d’activation	
Transformateurs éleveurs reliés à des groupes synchrones	Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur éleveur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l’option 16	9a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur éleveur	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		9b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur éleveur (y compris le rapport de transformation et l’impédance)	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		9c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur éleveur avant le forçage de champ	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Début d’une autre application à la page suivante					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 17	10	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 18	11	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur, pour les relais à maximum de courant installés sur le côté basse tension	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après			

Tableau 1 – Critères d’évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d’activation	
Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur)	Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l’option 19	12	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)	
Début d’une autre application ci-après					
Transformateurs de service auxiliaire de groupe de production (UAT)	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – aux bornes côté haute tension du transformateur de service auxiliaire, le déclenchement du relais entraînant la mise hors circuit du groupe associé	13a	1,0 p.u. de la tension nominale des enroulements du transformateur de service auxiliaire	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique maximale (en MVA) du transformateur de service auxiliaire	
		OU			
		13b	Tension au jeu de barres du transformateur de service auxiliaire correspondant au courant mesuré	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré du transformateur de service auxiliaire à la capacité de puissance active brute maximale du groupe déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i>	
Début d’une autre application à la page suivante					

Tableau 1 – Critères d’évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d’activation	
Éléments qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l’énergie directement à partir d’un groupe de production ou d’une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l’option 7	14a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L’élément d’impédance doit être réglé en dessous de l’impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		14b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L’élément d’impédance doit être réglé en dessous de l’impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
	Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				

Tableau 1 – Critères d’évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d’activation	
Éléments qui relient des transformateurs éleveurs de groupe de production au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l’énergie directement à partir d’un groupe de production ou d’une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des groupes synchrones	Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l’option 8	15a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		15b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur éleveur avant le forçage de champ	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après					

Tableau 1 – Critères d’évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d’activation	
Éléments qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l’énergie directement à partir d’un groupe de production ou d’une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des groupes synchrones	Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l’option 9	16a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		16b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L’élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Début d’une autre application ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 10</p>	17	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de barre ⁴	Critères de réglage des relais
<i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU de groupe de production au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)	Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateurGSU, utiliser l'option 11	18	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application avec un autre type de relais à la page suivante			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur élévateur ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 12</p>	19	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	<p>L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)</p>
Fin du tableau 1				

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à la norme pour exposer le justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré dans cette section.

Justification pour E1

L'exigence E1 est une exigence basée sur le risque qui exige de l'entité responsable de prendre en considération chaque relais de protection visé par la norme et d'y appliquer un réglage approprié, d'après ses calculs ou une simulation, pour les conditions indiquées à l'annexe 1.

Les critères de l'annexe 1 représentent des conditions de courte durée pendant lesquelles des *installations* de production sont capables de fournir au réseau de la puissance réactive, et ont été mises hors circuit dans le passé, aggravant ainsi les perturbations dans réseau.

L'expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l'exigence E1 indique que l'entité responsable doit se conformer à la présente norme tout en respectant ses objectifs de protection. Pour de plus amples renseignements, consulter l'introduction de la section Principes directeurs et fondements techniques.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	15 août 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme

Dispositions particulières de la norme PRC-025-1 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 groupes de production
- 2. Numéro :** PRC-025-1
Objet : Aucune disposition particulière
- 3. Applicabilité :**
 - 3.1. Entités fonctionnelles :**
Aucune disposition particulière
 - 3.2. Installations :**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
- 4. Contexte**
Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. 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 pièces justificatives**
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
- Tableau des éléments de conformité**
Aucune disposition particulière

Norme PRC-025-1 — Capacité de charge des relais de groupes de production

Annexe QC-PRC-025-1

Dispositions particulières de la norme PRC-025-1 applicables au Québec

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

PRC-025-1 – Annexe 1 Réglages des relais

Aucune disposition particulière

Tableau 1

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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