
Projet QC-2017-02

Norme PRC-005-6 – Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Dans sa décision [D-2016-150](#), la Régie de l'Énergie (la Régie) a adopté la version 2 de la norme PRC-005, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017. La norme PRC-005 version 6 modifie la version 2 en ajoutant de nouveaux éléments sur lesquels les entités devront effectuer l'entretien et élargit le champ d'application au réseau *RTP*. Cette nouvelle version comporte les trois changements importants suivant :

1. L'ajout de deux nouveaux éléments à entretenir selon l'intervalle donné : les *réenclencheurs automatiques* et les *déclencheurs à pression soudaine*;
2. Une précision quant à l'entretien des *systèmes de protection* pour les *ressources de production décentralisées*;
3. Le remplacement du terme *automatisme de réseau (SPS)* par le terme de *plan de défense (RAS)*.

Champ d'application (Phase 1) : L'élargissement du champ d'application au *RTP* a déjà été l'objet d'une consultation publique, soit durant la phase 1 du présent projet. À la conclusion de la phase 1, le Coordonnateur de la fiabilité a conclu que l'élargissement du champ d'application de la norme au *RTP* pour l'entretien des *systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine*, était pertinent pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

Contenu de la norme (Phase 2) : Dans le cadre de la seconde phase de la consultation publique, le Coordonnateur sollicite les commentaires des entités visées sur l'impact et la pertinence de la norme PRC-005-6, incluant les éléments suivants :

1. L'échéancier de mise en application;
2. L'ajout des nouveaux systèmes (p.ex. *SPS* type III)

La révision de la norme PRC-005-6 vise à assurer l'entretien d'éléments du *RTP* qui pourraient nuire à la fiabilité de l'Interconnexion du Québec en cas de non-fonctionnement ou fonctionnement inadéquat.

1.1. Réenclencheurs automatiques et déclencheurs à pression soudaine

1.1.1. Réenclencheurs automatiques

La FERC, dans son ordonnance 758¹, donne suite à son adoption de la norme PRC-005-1 et demande à la NERC d'ajouter, lors des versions subséquentes, l'entretien et les essais des *réenclencheurs automatiques*² qui affectent la fiabilité du réseau BES.

¹ FERC, Ordonnance 758, consulté le 8 août 2018 sur le site internet:

https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202007172%20Protection%20System%20Maintenance%20and/Order_Interp_Protection_Sys_R_S_2011_2_3.pdf

Les *réenclencheurs automatiques* peuvent être utilisés en coordination avec les *systèmes de protection* pour atteindre ou respecter les exigences de performance du système. De plus, ces dispositifs peuvent amplifier des conditions de défauts s'ils ne sont pas correctement entretenus et testés. Selon la FERC, il est donc essentiel que ceux-ci soient ajoutés aux exigences de la norme PRC-005.

Les *réenclencheurs automatiques* sont principalement utilisés pour remettre en charge un système et non le protéger. Ils ne sont pas conçus pour respecter exigences de performance d'un système sur un défaut permanent³, mais uniquement sur un défaut temporaire. Sachant que les *réenclencheurs automatiques* peuvent être utilisés selon différentes fonctions, la FERC a demandé à la NERC d'ajouter ce dispositif selon certains critères spécifiques à sa fonctionnalité et son impact sur le réseau BES.

Dans cette optique, la NERC a mandaté deux sous-comités, le sous-comité d'analyse et de modélisation (SAMS) et le sous-comité de contrôle et protection (SPCS), pour faire l'analyse de ce dispositif.⁴

Ces sous-comités en sont venus aux conclusions suivantes :

- Pour les *réenclencheurs automatiques* pouvant être utilisés en coordination avec les *systèmes de protection* afin d'atteindre ou de respecter les exigences de performance du système : les sous-comités n'ont identifiés aucune application dans laquelle les *réenclencheurs automatiques* sont utilisés en coordination avec les *systèmes de protection* et rencontre les exigences de performance selon les normes de fiabilité NERC ou encore, que ces dispositifs augmentent la *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*. Ainsi, ils ne recommandent aucune modification à la norme PRC-005 pour cet aspect.
 - Pour les *réenclencheurs automatiques* intégrés à même un *automatisme de réseau (SPS)*⁵ qui permet de rencontrer les exigences de performance exigées dans les normes de fiabilité NERC ou qui augmentent l'*IROL*, alors, les sous-comités recommandent de détailler explicitement l'entretien et les essais de ces *réenclencheurs automatiques*. Cette conclusion correspond à l'exigence 4.2.7.3 de la norme PRC-005-6.
- Concernant les mauvais fonctionnements possibles des *réenclencheurs automatiques*, les sous-comités en sont venus aux conclusions suivantes :
 - Dans le cas où un *réenclencheur automatique* envoie un signal de fermeture de disjoncteur sans délai ou avec un délai plus petit que celui pour lequel il est programmé (une fermeture prématurée) et qu'il se trouve à proximité d'un groupe de production ou d'une centrale, il a

² Les *réenclencheurs automatiques* sont utilisés dans les systèmes de transport pour remettre en charge un élément de transport suivant le déclenchement d'un disjoncteur.

³ Dans le cas d'un défaut permanent, le réenclenchement de l'appareil fera déclencher une fois de plus le disjoncteur, car le défaut est toujours présent.

⁴ NERC, System Analysis and Modeling Subcommittee / System Protection and Control Subcommittee, *Considerations for maintenance and Testing of Autoreclosing schemes*, consulté le 8 août 2018 sur le site internet : http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202007172%20Protection%20System%20Maintenance%20and/SAMS-SPCS_Order_758_Autoreclosing_Report_Final_.pdf

⁵ Depuis le rapport, les *automatismes de réseau (SPS)* sont remplacés par le terme *plan de défense (RAS)*.

le potentiel de créer une instabilité. Les normes NERC demandent de considérer la perte de la plus grosse unité de production dans une zone d'équilibrage. Ainsi, si la perte de production est plus grande que la plus grosse unité de la zone d'équilibrage, le réseau *BES* est à risque. En liant les exigences des normes NERC aux *réenclencheurs automatiques* près des centrales, les sous-comités indiquent alors qu'il est requis de les entretenir dans ces conditions; c'est-à-dire si les *réenclencheurs automatiques* sont à proximité de centrales ayant une capacité de production supérieure à la plus grosse unité de production de la zone d'équilibrage. Cette conclusion s'est traduite par les exigences 4.2.7.1 et 4.2.7.2.

- Un cas similaire au cas ci-dessus est aussi présenté dans le rapport des sous-comités. C'est le cas d'un *réenclencheur automatique* qui envoie un signal de fermeture dans des conditions autres de pour lesquelles il est conçu. Les sous-comités y voient le même problème qu'au point précédent, soit qu'il y a une possibilité d'instabilité et de dommages à des groupes de production. Les mêmes conditions d'entretien que présentés au point précédent s'appliquent.
- Tous les autres mauvais fonctionnements analysés ont conduit à aucune autre exigence requise pour la PRC-005.

Pour ces raisons, le Coordonnateur est d'avis que l'entretien des *réenclencheurs automatiques* selon les conditions spécifiées par la norme est applicable pour la zone d'Interconnexion Québec.

1.1.2. Déclencheurs à pression soudaine

La FERC, dans son ordonnance 758, a demandé à la NERC, pour les versions subséquentes, d'évaluer tout *composant* qui détecte une quantité qui requiert une action, ou qui déclenche une action de contrôle (déclenchement initial, réenclenchement, verrouillage, etc.) et qui affecte la fiabilité du réseau *BES*. La FERC a donc ordonné à la NERC de modifier la norme, afin d'inclure tout *composant* ou dispositif qui est conçu pour détecter un défaut de lignes ou d'appareils ou toute autre condition anormale ou dangereuse sur le réseau et qui initie une action adéquate des circuits de contrôle.

Bref, la NERC a saisi les préoccupations de la FERC, notamment pour les relais de protection qui ne répondent pas à des quantités électriques. Pour ce faire, elle a mandaté le sous-comité de contrôle et protection de la NERC afin d'identifier et d'analyser tous les appareils de la liste IEEE qui répondent à des quantités non-électriques⁶. Le sous-comité de la NERC a alors classifié ces appareils en trois catégories⁷ :

1. appareil de protection qui agit pour isoler un défaut ou limiter une condition anormale afin de supporter la fiabilité du réseau *BES*;
2. appareil de protection qui agit lors d'une condition anormale sur l'équipement⁸ et qui ne vient pas en support à la fiabilité du réseau *BES* ou;
3. appareil de protection qui surveille l'état de santé de l'équipement et qui fournit de l'information pour consultation sur l'équipement.

⁶ NERC, System Protection and Control Subcommittee, SPCS Input for Standard Development in Response to FERC Order No.758, *Sudden Pressure Relays and Other Devices that Respond to Non-Electrical Quantities*, , consulté le 8 août 2018 sur le site internet: https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS_Order%20758%20Sudden%20Pressure%20Report_Final.pdf#page=13

⁷ Ibid, p.7.

⁸ Appareil qui prend action pour protéger ce dernier d'un dommage mécanique ou thermique.

Seule la première catégorie répond à la fiabilité du réseau *BES* et doit être incluse aux exigences d'entretien.

Après analyse de tous les appareils listés par l'organisme IEEE, le comité a inclut les *déclencheurs à pression soudaine*⁹ à la norme PRC-005, lorsqu'ils sont utilisés pour isoler un défaut ou pour atténuer des conditions de réseau anormales sur un élément du *BES* supportant donc les opérations de fiabilité du réseau *BES*. Tous les autres appareils ont été écartés des exigences d'entretien puisqu'ils ne supportent pas la fiabilité du réseau *BES*. Ces recommandations du sous-comité technique ont été approuvées par la NERC.

Tous les *déclencheurs à pression soudaine* qui répondent à la première catégorie, quel que soit le niveau de protection, sont inclus à la norme PRC-005-6. Ainsi, même si les *déclencheurs à pression soudaine* représentent un niveau de protection tierce, et même si normalement les protections primaires et secondaires de relais différentiels peuvent agir et isoler un transformateur sur un défaut, ils sont inclus.

Le sous-comité technique de la NERC a également étudié l'intervalle d'entretien requis pour les *déclencheurs à pression soudaine*. Il a alors étudié les différentes pratiques d'entretien et de test de l'industrie et a mené une enquête informelle auprès de celle-ci. Afin de valider sa démarche et les résultats, le sous-comité a contacté les organisations suivantes : le IEEE¹⁰ Power System Relaying Committee, le NATF System Protection Practices Group et le EPRI Generator Owner/Operator Technical Focus Group. Ces trois organisations ont indiqué que les résultats de l'enquête étaient cohérents avec leurs expériences respectives. En se basant sur cette enquête, le sous-comité a recommandé un intervalle maximal d'entretien aux 6 ans.¹¹

Le Coordonnateur juge pertinent l'ajout des *déclencheurs à pression soudaine* qui agissent pour isoler un défaut sur un élément du réseau *RTP*. En conséquence, le Coordonnateur sollicite les commentaires des entités visées au sujet de l'impact de l'entretien des *déclencheurs à pression soudaine*, notamment en ce qui concerne l'intervalle d'entretien proposé par la NERC et adoptée par la FERC. En outre, le Coordonnateur sollicite des commentaires relativement à l'utilisation et à la fonction des *déclencheurs à pression soudaine* dans leurs installations.

1.2. Ressources de production décentralisées

Suite à l'ordonnance No. 743¹² de la FERC, la NERC a révisé la définition du *système de production-transport d'électricité (BES)*. L'ordonnance de la FERC demandait l'inclusion de l'ensemble des installations nécessaires au fonctionnement des systèmes de transport interconnectés et d'apporter toutes les précisions requises afin d'exclure les ambiguïtés. C'est dans ce contexte que la NERC a

⁹ Les *déclencheurs à pression soudaine* déclenchent suite à un changement de pression interne de gaz ou d'huile dans les équipements, tels que les transformateurs et inductances, et répondent donc à une quantité mécanique. Les types de défauts qui sont détectés par les *déclencheurs à pression soudaine* ne sont normalement pas vus par les relais de courant conventionnels (surintensité ou différentiel). Ces types de défauts peuvent être des défauts de faible magnitude de courant (qui ne sont possiblement pas détectés par les relais de courant de surintensité ou différentiel) ou encore, d'autres événements non usuels, tel que la détection de joints défectueux, une perte d'huile suite à une fuite, des points chauds sur le noyau à cause d'un court-circuit sur l'isolation, etc. Ces types de défauts sont internes à l'appareil. S'ils ne sont pas détectés, ces défauts peuvent mener à des dommages considérables sur l'équipement.

¹⁰ IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers, NATF: North American Transmission Forum, EPRI: Electric Power Research Institute

¹¹ System Protection and Control Subcommittee, op.cit., p.4

¹² FERC, Ordonnance 743, consulté le 9 août 2018 sur le site internet : <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2014/032014/E-7.pdf>

ajouté une liste d'inclusions et d'exclusions. L'inclusion I4 de la définition du BES au Glossaire des termes de la NERC relativement aux *ressources de production décentralisées* a modifié l'applicabilité de certaines normes, dont la norme PRC-005. En effet, l'inclusion I4¹³ permet de préciser les *systèmes de protection* et les *déclencheurs à pression soudaine* concernés dans le cas des *ressources de production décentralisées*. Les *composants* visés sont ceux servant à regrouper la production décentralisée entre le point où cette production combinée dépasse 75 MVA et le point commun de raccordement à une tension d'au moins 100 kV. Dans le cas du Québec, l'annexe Québec précise que c'est le point b) de la définition proposée qui est concernée par l'entretien de ces éléments (voir la définition à la section 3.2 du présent document).

L'élargissement du champ d'application au RTP vient inclure des *ressources de production décentralisées* jusqu'alors exclues de la norme PRC-005. Le Coordonnateur sollicite les commentaires des entités visées au sujet de l'impact et la pertinence de l'application de la norme.

1.3. Remplacement du terme *automatisme de réseau (SPS)* par le terme *plan de défense (RAS)*

Suite à l'adoption du terme *plan de défense (RAS)* par la FERC, l'utilisation du terme *automatisme de réseau (SPS)* devenait désuète et devait être revue dans les normes applicables. Le terme *SPS* a donc été remplacé par *RAS* dans la norme PRC-005-6. Lors de l'application du terme *SPS*, trois classes ont été définies par le NPCC : *SPS* type I, *SPS* type II et *SPS* type III. Ces sous-classes n'existent pas actuellement avec le terme *RAS*.

Lors de l'application de la version 2 de la norme PRC-005, l'entretien des *systèmes de protection* installés à titre d'*automatisme de réseau* visés concernait les *SPS* type I et type II. Les *SPS* type III étaient donc exclus. La version 6 de la norme vise dorénavant les *SPS* de type III puisqu'ils font partie des automatismes inclus à la définition du *plan de défense (RAS)*.

Cette définition a déjà été adoptée par la Régie et est incluse au glossaire des termes. Le Coordonnateur est d'avis que le terme *plan de défense (RAS)* clarifie les automatismes à inclure pour la fiabilité du réseau de l'Interconnexion du Québec et doit être mis en application au Québec dans les normes concernées.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

La définition proposée des *ressources de production décentralisées* et les modifications au terme *système de production-transport d'électricité (BES)* et au terme *programme d'entretien des systèmes de protection (PSMP)* doivent être adoptées en même temps que la norme.

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

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

La norme PRC-005-2 doit être retirée le jour précédant l'entrée en vigueur de la norme PRC-005-6¹⁴. Aucune norme ne doit être modifiée à l'adoption de la version 6 de la norme PRC-005.

¹³ NERC, Glossary of Terms used in NERC Reliability Standards, consulté le 9 août 2018 sur le site internet : https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf

¹⁴ NERC, Implementation Plan, consulté le 9 août 2018 sur le site internet : https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201505%20PRC005%20Order%20No%20803%20Directives%20DL/PRC-005-6_Implementation_Plan_Combining_3_4_5_6_2015May27_v2.pdf

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Pour permettre l'application de la norme aux *ressources de production décentralisées*, le Coordonnateur propose l'ajout d'un terme désigné au glossaire. La définition a été transposée du document « Méthodologie pour la détermination des éléments du réseau de transport principal de l'Interconnexion du Québec »¹⁵.

Terme	Acronyme	Définition
Ressources de production décentralisées		<p>Les <i>ressources de production décentralisées</i> sont des équipements de production d'énergie à petite échelle qui utilisent un système conçu principalement pour regrouper leur production afin de constituer une solution de rechange ou un apport supplémentaire au réseau électrique traditionnel. Exemples non limitatifs : production solaire, production géothermique, stockage d'énergie, volants d'inertie, production éolienne, microturbines et piles à combustible.</p> <p>Lorsqu'une installation de production incluse au <i>RTP</i> est constituée de <i>ressources de production décentralisées</i> qui sont reliées au moyen d'un système conçu principalement pour livrer la production de ces ressources à un point commun de raccordement, alors les installations désignées comme faisant partie du <i>RTP</i> sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) les ressources de production individuelles ; et b) le système conçu principalement pour livrer la production de ces ressources depuis le point où cette production combinée dépasse 75 MVA jusqu'à un point commun de raccordement pour une installation de production ayant une puissance nominale de plus de 75 MVA ; OU <p>le système conçu principalement pour livrer la production de ces ressources depuis le point où cette production combinée atteint ou dépasse 50 MVA jusqu'à un point commun de raccordement pour une installation de production ayant une puissance nominale de 50 MVA ou plus et de 75 MVA ou moins.</p> <p>(Dispersed Generation Resources)</p> <p><small>Source : Méthodologie pour la détermination des éléments du réseau de transport principal de l'Interconnexion du Québec</small></p>

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

La modification de la définition du *BES* est nécessaire afin d'assurer que la norme NERC puisse faire l'objet d'une interprétation cohérente. Par exemple, la définition est nécessaire afin de comprendre la référence à l'inclusion I4 dans la section « Applicability » de la norme de la NERC.

La modification du terme *PSMP* est prévue par la mise en œuvre de la norme de la NERC.

¹⁵ La méthodologie a été déposée dans le cadre du [dossier R-3952-2015](#).

Le Coordonnateur propose de clarifier la définition française du terme *Système de protection* à la troisième puce. C'est l'alimentation qui est en c.c. (courant continu) et non le poste. De même, c'est l'alimentation qui est associée aux fonctions de protection.

Terme	Acronyme	Définition
Système de production-transport d'électricité	BES	<p><u>Nouvelle définition</u></p> <p>Tous les <i>éléments</i> de <i>transport</i> exploités à une tension de 100 kV ou supérieure ainsi que les ressources de <i>puissance active</i> et de <i>puissance réactive</i> raccordées à une tension de 100 kV ou supérieure, sous réserve des inclusions et exclusions ci-après. Sont exclues les installations servant à la distribution locale d'énergie électrique.</p> <p>Inclusions :</p> <ul style="list-style-type: none"> • I1 : Transformateurs dont la borne primaire et au moins une borne secondaire sont exploitées à une tension de 100 kV ou supérieure, sous réserve de l'application de l'exclusion E1 ou E3. • I2 : Une ou plusieurs ressources de production, y compris les bornes d'alternateur jusqu'au côté haute tension du ou des transformateurs élévateurs raccordés à une tension de 100 kV ou supérieure, dont : <ul style="list-style-type: none"> a) la puissance nominale brute de groupes individuels est supérieure à 20 MVA ou b) la puissance nominale brute globale de la centrale est supérieure à 75 MVA. • I3 : Ressources à démarrage autonome figurant dans le plan de remise en charge de l'exploitant du réseau de transport. • I4 : <i>Ressources de production décentralisée</i> ayant une puissance globale supérieure à 75 MVA (puissance nominale brute) et raccordées par un dispositif conçu principalement pour injecter cette production à un point de raccordement commun à une tension de 100 kV ou supérieure. <p>Ainsi, les installations désignées comme faisant partie du <i>BES</i> sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) chaque ressource individuelle et b) le dispositif conçu principalement pour transporter la production du point où ces ressources sont regroupées de manière à obtenir une puissance supérieure à 75 MVA jusqu'à un point de raccordement commun à une tension de 100 kV ou supérieure. • I5 : Dispositifs statiques ou dynamiques (exception faite des groupes) servant exclusivement à fournir ou à absorber de la <i>puissance réactive</i> et qui sont raccordés soit à une tension de 100 kV ou supérieure, soit par un transformateur spécialisé ayant un côté haute tension à 100 kV ou plus, soit par un transformateur couvert par l'inclusion I1, sous réserve de l'application de l'exclusion E4. <p>Exclusions :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E1 : Réseaux radiaux : Un réseau radial est un groupe d'<i>éléments</i> de transport contigus rayonnant depuis un seul point de

Terme	Acronyme	Définition
		<p>raccordement à une tension de 100 kV ou supérieure et :</p> <p>a) ne servant qu'à alimenter une <i>charge</i>, ou</p> <p>b) ne comportant que des ressources de production non couvertes par l'inclusion I2, I3 ou I4 et ayant une puissance globale inférieure ou égale à 75 MVA (puissance nominale brute), ou</p> <p>c) servant à alimenter une <i>charge</i> et comportant des ressources de production non couvertes par l'inclusion I2, I3 ou I4 et ayant une puissance globale de production non destinée à la distribution inférieure ou égale à 75 MVA (puissance nominale brute).</p> <p>Remarque 1 : La présence d'un dispositif de sectionnement normalement ouvert entre les réseaux radiaux, indiqué sur les plans ou les schémas unifilaires, par exemple, n'a aucun effet sur cette exclusion.</p> <p>Remarque 2 : La présence d'une boucle contiguë, exploitée à une tension de 50 kV ou inférieure, entre des configurations jugées comme étant des réseaux radiaux, n'a aucun effet sur cette exclusion.</p> <ul style="list-style-type: none"> • E2 : Groupe ou groupes de production raccordés en aval du compteur de distribution d'un client et qui servent à alimenter en tout ou en partie la charge de distribution, pourvu que : (i) la puissance nette injectée dans le <i>BES</i> ne dépasse pas 75 MVA et (ii) des services d'alimentation de réserve, de secours et d'entretien sont fournis aux groupes de production ou à la <i>charge</i> de distribution soit par un <i>responsable de l'équilibrage</i>, soit en vertu d'une obligation d'un <i>propriétaire d'installation de production</i> ou d'un <i>exploitant d'installation de production</i>, soit selon des conditions approuvées par un organisme réglementaire pertinent. • E3 : Réseaux locaux : Un réseau local est un groupe d'<i>éléments</i> de transport contigus exploités à une tension inférieure à 300 kV qui alimente une <i>charge</i> plutôt que de faire transiter de l'énergie entre réseaux interconnectés. Un réseau local est alimenté par plusieurs points de raccordement à une tension de 100 kV ou supérieure afin d'améliorer la qualité du service de distribution et non pour assurer des transferts d'énergie entre réseaux interconnectés. Le réseau local est caractérisé par tout ce qui suit : <ul style="list-style-type: none"> a) Une production limitée y est raccordée : Le réseau local et les <i>éléments</i> qui le composent ne comprennent pas de ressources de production couvertes par l'inclusion I2, I3 ou I4 et leur puissance globale de production non destinée à la distribution n'est pas supérieure à 75 MVA (puissance nominale brute) ; b) La <i>puissance active</i> est seulement absorbée par le réseau local et celui-ci ne transporte pas vers un autre réseau de l'énergie qui provient de l'extérieur ; c) Il ne fait pas partie d'une <i>interface de transit</i> ou d'un chemin de transfert : Le réseau local ne comporte aucune partie d'une <i>interface de transit</i> permanente de l'<i>Interconnexion</i> de l'Est, d'un chemin de transfert majeur de l'<i>Interconnexion</i> de l'Ouest ou d'une <i>installation</i> supervisée de nature comparable dans l'<i>Interconnexion</i> ERCOT ou l'<i>Interconnexion</i> du Québec, et il ne constitue pas une <i>installation</i>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>supervisée incluse dans une <i>limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)</i>.</p> <ul style="list-style-type: none"> • E4 : Équipements de régulation de la <i>puissance réactive</i> installés exclusivement pour combler les besoins d'un ou de plusieurs clients du service de distribution. <p>Remarque : Des <i>éléments</i> peuvent être inclus ou exclus au cas par cas par le recours à une exception en vertu des règles de procédure.</p> <p><u>Ancienne définition</u></p> <p>Tel que défini par l'<i>organisation régionale de fiabilité (RRO)</i>, les ressources de production d'électricité, les lignes de transport, les interconnexions avec des réseaux voisins, et l'équipement qui s'y rattache, généralement exploités à des tensions de 100 kV et plus. Cette définition exclut en général les installations de transport radiales desservant leurs charges respectives à partir d'une seule source de transport.</p> <p>(Bulk Electric System)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Programme d'entretien des systèmes de protection	PSMP	<p><u>Nouvelle définition</u></p> <p>Un programme continu par lequel des composants des <i>systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine</i> sont maintenus en marche et le fonctionnement correct des composants défectueux de travail est rétabli. Un programme d'entretien d'un composant spécifique comprend une ou plusieurs des activités suivantes :</p> <p>Vérifier - Déterminer que le composant fonctionne correctement</p> <p>Surveiller – Observer le fonctionnement de routine du composant en service</p> <p>Tester – Appliquer des signaux à un composant afin d'observer le comportement de la performance fonctionnelle ou le comportement à la sortie ou pour diagnostiquer les problèmes.</p> <p>Inspecter – Examiner les signes de défaillance du composant, une baisse de performance ou une dégradation</p> <p>Calibrer – Régler le seuil d'opération ou la précision de mesure d'élément de mesure pour respecter l'exigence prévue sur la performance.</p> <p><u>Ancienne définition</u></p> <p>Un programme continu par lequel des composants des systèmes de protection sont maintenus en marche et le fonctionnement correct des composants défectueux de travail est rétabli. Un programme d'entretien d'un composant spécifique comprend une ou plusieurs des activités suivantes :</p> <p>Vérifier - Déterminer que le composant fonctionne correctement</p> <p>Surveiller – Observer le fonctionnement de routine du composant en</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>service</p> <p>Tester – Appliquer des signaux à un composant afin d’observer le comportement de la performance fonctionnelle ou le comportement à la sortie ou pour diagnostiquer les problèmes.</p> <p>Inspecter – Examiner les signes de défaillance du composant, une baisse de performance ou une dégradation</p> <p>Calibrer – Régler le seuil d’opération ou la précision de mesure d’élément de mesure pour respecter l’exigence prévue sur la performance.</p> <p>(Protection System Maintenance Program)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Système de protection		<p><u>Nouvelle définition</u></p> <p>Système de protection :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relais de protection qui répondent à des grandeurs électriques; • Systèmes de communication nécessaires au fonctionnement correct des fonctions de protection; • Dispositifs sensibles à la tension et au courant fournissant les intrants aux relais de protection; • Alimentation à c.c. de poste associée avec les fonctions de protection (incluant les batteries, les chargeurs de batteries, et l’alimentation c.c. sans batteries); • Circuits de contrôle associés aux fonctions de protection par la ou les bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure. <p><u>Ancienne définition</u></p> <p>Système de protection :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relais de protection qui répondent à des grandeurs électriques; • Systèmes de communication nécessaires au fonctionnement correct des fonctions de protection; • Dispositifs sensibles à la tension et au courant fournissant les intrants aux relais de protection; • Alimentation de poste à c.c. associée avec les fonctions de protection (incluant les batteries, les chargeurs de batteries, et l’alimentation c.c. sans batteries); • Circuits de contrôle associés aux fonctions de protection par la ou les bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure. <p>(Protection System)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Automatisme de réseau de type I		<p><u>Nouvelle définition</u></p> <p>Voir la définition de « plan de défense».</p> <p><u>Ancienne définition</u></p> <p>Automatisme de réseau qui reconnaît ou anticipe les conditions</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>anormales de réseau résultant des contingences prévues aux critères de conception et d'exploitation, et dont un fonctionnement incorrect ou un défaut de fonctionnement peut avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale.</p> <p>Les actions correctives prises par l'automatisme de réseau ainsi que les actions prises par les autres systèmes de protection sont destinées à ramener les paramètres du réseau électrique dans un état stable et récupérable.</p> <p>(SPS type I)</p> <p>Source : Répertoire D7 (Special Protection System) du NPCC.</p>
Automatisme de réseau de type II		<p><u>Nouvelle définition</u></p> <p>Voir la définition de « plan de défense».</p> <p><u>Ancienne définition</u></p> <p>Automatisme de réseau qui reconnaît ou anticipe les conditions anormales de réseau résultant de contingences extrêmes ou d'autres causes extrêmes, et dont un fonctionnement incorrect ou un défaut de fonctionnement peut avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale.</p> <p>(SPS type II)</p> <p>Source : Répertoire D7 (Special Protection System) du NPCC.</p>

4. APPLICABILITÉ

Fonctions visées :

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

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La norme PRC-005-6 s'applique uniquement aux installations du réseau de transport principal (*RTP*) des fonctions visées telles qu'identifiées dans le Registre des entités visées (le Registre).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR ET DE MISE EN APPLICATION PROPOSÉES

D'entrée de jeu, en ce qui a trait à l'entretien des *systèmes de protection* adoptés par la norme PRC-005-2 qui est présentement en vigueur, le Coordonnateur propose que les dates de mise en application demeurent inchangées en raison du maintien du champ d'application de la norme (*BPS*) :

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME PRC-005-6¹⁶

Exigences	Dates de mise en application aux États-Unis	Dates de mise en application au Québec
E1, E2 et E5	1 ^{er} avril 2015	1 ^{er} janvier 2017
E3 et E4	Voir tableau ci-dessous	Voir tableau ci-dessous

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 3)	Applicabilité	Dates de mise en application aux États-Unis	Date de mise en application au Québec
< 1 an	100% des entretiens requis	1 ^{er} octobre 2015	1 ^{er} janvier 2017
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017	1 ^{er} avril 2017
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2016	1 ^{er} avril 2017
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017	1 ^{er} avril 2017
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2018	1 ^{er} avril 2018
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2017	1 ^{er} avril 2017
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2019	1 ^{er} avril 2019
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2021	1 ^{er} avril 2021
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2019	1 ^{er} avril 2019
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2023	1 ^{er} avril 2023
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2027	1 ^{er} avril 2027

Le Coordonnateur propose le 1^{er} janvier 2019 comme date d'entrée en vigueur de la norme PRC-005-6 et de l'annexe au Québec¹⁷.

Au chapitre du plan de mise en œuvre, aux États-Unis, la date de mise en application de la norme PRC-005-6 pour les exigences E1, E2 et E5 est le 1^{er} janvier 2016, tandis que les dates de mise en application pour les exigences E3 et E4, qui traitent de l'implantation du programme d'entretien

¹⁶ NERC, Implementation Plan, consulté le 10 août 2018 sur le site internet :

[https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201505%20PRC005%20Order%20No%20803%20Directives%20DL/PRC-005-6 Implementation Plan Combining 3 4 5 6 2015May27 v2.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201505%20PRC005%20Order%20No%20803%20Directives%20DL/PRC-005-6%20Implementation%20Plan%20Combining%203%204%205%206%202015May27%20v2.pdf)

¹⁷ Si la date d'adoption de la norme par la Régie est postérieure à la date proposée, le Coordonnateur demande un délai minimal de 60 jours entre la date d'adoption et celle d'entrée en vigueur des normes à venir, tenant compte également de la date d'entrée en vigueur au premier jour de l'un des quatre trimestres d'une année civile, tel qu'autorisé par les décisions [D-2015-168](#) et [D-2016-011](#) de la Régie.

requis pour chaque type de composant, varient en fonction de l'intervalle d'entretien maximal pour chaque type de composant. Le Coordonnateur note que cette norme est déjà en vigueur dans les juridictions voisines.

Au Québec, le Coordonnateur propose une mise en application progressive pour les nouveaux éléments visés par cette nouvelle version 6 de la norme, soit les *réenclencheurs automatiques*, les *déclencheurs à pression soudaine*, les *systèmes de protection* installés à titre de *plan de défense (RAS)* et qui ne correspondaient pas à la définition de *SPS* ainsi que les *systèmes de protection des ressources de production décentralisées*, y compris les équipements qui sont dorénavant visés en raison de l'élargissement du champ d'application au *RTP* (y compris le *BPS*). Les exigences sont applicables aux équipements visés selon le calendrier de mise en application suivant :

Exigences	Dates de mise en application aux États-Unis	Dates de mise en application au Québec
E1, E2 et E5	1 ^{er} janvier 2016	1 ^{er} janvier 2020
E3 et E4	Voir tableau ci-dessous	Voir tableau ci-dessous

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 5 au Québec et 4 à 5 aux États-Unis)	Applicabilité	Dates de mise en application aux États-Unis	Date de mise en application au Québec
< 1 an	100% des entretiens requis	N/A	1 ^{er} janvier 2021
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	N/A	1 ^{er} avril 2021
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	N/A	1 ^{er} avril 2021
	60% des entretiens requis	N/A	1 ^{er} avril 2022
	100% des entretiens requis	N/A	1 ^{er} avril 2023
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} janvier 2019	1 ^{er} janvier 2022
	60% des entretiens requis	1 ^{er} janvier 2021	1 ^{er} janvier 2024
	100% des entretiens requis	1 ^{er} janvier 2023	1 ^{er} janvier 2026
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	1 ^{er} janvier 2021	1 ^{er} janvier 2025
	60% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2025	1 ^{er} janvier 2028
	100% des entretiens requis	1 ^{er} avril 2029	1 ^{er} janvier 2032

La différence de 4 ans entre les dates de mise en application aux États-Unis et au Québec provient du fait qu'aux États-Unis l'élargissement de la portée de la version 6 de la norme vise uniquement les

réenclencheurs automatiques, les déclencheurs à pression soudaine et les ressources de production décentralisées alors qu'au Québec l'élargissement de la portée de la version 6 de la norme vise également le *RTP*.

Ces dates de mise en application s'appliquent uniquement à la méthode d'entretien selon des intervalles préétablis. Pour la méthode d'entretien selon la performance, l'annexe A de la norme établis les objectifs à atteindre.

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 importantes 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.