

## **Informations relatives aux normes**



---

## Projet QC-2017-02

### Ressources de production décentralisées et Automatisme de réseau (RAS)

---

#### 1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

##### Consultation publique

Dans le cadre des deux phases de consultation publique, le Coordonnateur a sollicité les commentaires des entités visées sur l'impact et la pertinence des normes, incluant la date d'entrée en vigueur proposée. Le Coordonnateur a conclu que les révisions des normes sont nécessaires afin d'assurer la fiabilité de l'interconnexion du Québec. Également, les entités ont pu préciser les coûts associés aux impacts de ces normes. Finalement, le Coordonnateur a conclu qu'il est nécessaire de modifier la terminologie du RAS pour la version française.

##### Ressources de production décentralisées

À la suite de l'ordonnance 743<sup>1</sup> de la FERC, la NERC a révisé la définition du *système de production-transport d'électricité (BES)*<sup>2</sup>. La demande de la FERC était d'inclure à la définition 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 ajouté une liste d'inclusions et d'exclusions. L'inclusion I4 de la définition du *BES* au *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards* (le Glossaire de la NERC) relativement aux *ressources de production décentralisées* a modifié l'applicabilité de certaines normes, spécifiées plus bas dans le tableau des normes proposées pour adoption. Bref, des modifications ont été requises afin de reconnaître les aspects techniques exclusifs des *ressources de production décentralisées*. Ces ressources de production sont décrites à l'inclusion I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité (BES)*<sup>3</sup>.

Les *ressources de production décentralisées* représentent des équipements de production d'énergie à petite échelle qui utilisent un système conçu principalement pour regrouper leur production. Quant aux *installations* de ces ressources incluses au *réseau de transport principal (RTP)*, elles représentent des ressources individuelles de production ainsi que le système conçu pour livrer la production de ces ressources (voir définition à ajouter au Glossaire<sup>4</sup>).

Afin d'assurer que l'applicabilité des normes est conforme au bon fonctionnement du *système de production-transport d'électricité (BES)*, l'applicabilité de certaines exigences visant le *propriétaire d'installation de production (GO)* et l'*exploitant d'installation de production (GOP)* a été modifiée. Par

---

<sup>1</sup> FERC, Ordonnance 743, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2010/111810/E-2.pdf>

<sup>2</sup> FERC, Approbation de définition dans le dossier RD14-2-000, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2014/032014/E-7.pdf>

<sup>3</sup> NERC, Glossary of Terms used in NERC Reliability Standards, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : [https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary\\_of\\_Terms.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf)

<sup>4</sup> Définition du terme *Ressources de production décentralisées* proposée au Glossaire.

exemple, l'exigence E3.1 de la nouvelle version de la norme PRC-001.1(ii) exclut les ressources de production individuelles qui font partie des *ressources de production décentralisées*.

La précision apportée relativement au traitement des *ressources de production décentralisées* ne devrait pas avoir d'impact majeur au Québec puisque ces ressources étaient déjà visées par le Registre des entités visées (le Registre). Cependant, cette précision pourrait diminuer l'impact des normes pour ces entités. Le Coordonnateur de la fiabilité (le Coordonnateur) considère ce changement pertinent et, conformément à la décision D-2018-149<sup>5</sup> de la Régie, propose l'ajout de la définition du terme *ressources de production décentralisées* au Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire).

#### Automatisme de réseau (RAS)

La NERC a créé le projet 2010-05.2<sup>6</sup> afin d'éviter l'utilisation interchangeable des termes « Special Protection System (SPS) » et « Remedial Action Scheme (RAS) » par les différentes régions de la NERC, et afin de clarifier et détailler les éléments du réseau inclus à ces termes. Sur ce dernier point, la NERC a proposé une nouvelle définition du terme « Remedial Action Scheme (RAS) ». Concernant l'interchangeabilité, le terme « Special Protection System (SPS) », pouvait porter à confusion, car l'inclusion des mots « Protection System » a soulevé plusieurs questionnements par les entités visées, notamment à savoir si les *SPS* étaient des sous-systèmes des *systèmes de protection* définis au Glossaire de la NERC. Or, les *SPS* ne sont pas liés uniquement à la détection de défauts ou de conditions anormales et aux ouvertures des équipements.

Ainsi, afin de faciliter la compréhension des normes spécifiées dans le tableau des normes proposées pour adoption concernant les *automatismes des réseaux*, la NERC a préféré utiliser un seul terme, soit le terme « Remedial Action Scheme (RAS) » au lieu du terme « Special Protection System (SPS) » et d'y adopter la nouvelle définition. Cette nouvelle définition a d'ailleurs été approuvée et adoptée par la Régie de l'énergie (la Régie) dans sa décision D-2017-015<sup>7</sup> et fait partie du Glossaire sous le terme *plan de défense (RAS)*.

Le Coordonnateur note que la traduction française actuelle au Glossaire du terme « Special Protection System (SPS) » soit, *automatisme de réseau (SPS)*, ne pose pas la même ambiguïté, puisque le terme *automatisme de réseau (SPS)* est couramment utilisé par l'industrie, n'est pas égal au terme *système de protection* et aucun mot ne se répète entre les deux termes.

À l'instar de la NERC, le Coordonnateur propose de clarifier l'utilisation de ces termes, en déposant les nouvelles versions de normes de la NERC qui inclut les remplacements du terme *SPS* par *RAS*. De plus, suite aux commentaires des entités et dans le contexte québécois, le Coordonnateur suggère de

---

<sup>5</sup> Régie de l'énergie, Dossier R-3952-2015, paragraphe 60, page 20, consulté le 21 novembre 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPri/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018\\_10\\_23.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPri/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf)

<sup>6</sup> NERC, Special Protection Systems (SPS) and Remedial Action Schemes (RAS): Assessment of Definition, Regional Practices, and Application of Related Standards, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : [https://www.nerc.com/pa/Stand/Prct201005\\_2SpclPrctcnSstmPhs2/System\\_Protection\\_and\\_Control\\_Subcommittee\\_SPCS\\_20\\_SAMS-SPCS\\_SPS\\_Technic\\_02182014.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Prct201005_2SpclPrctcnSstmPhs2/System_Protection_and_Control_Subcommittee_SPCS_20_SAMS-SPCS_SPS_Technic_02182014.pdf)

<sup>7</sup> Dossier R-3997-2017, D-2017-015, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/400/DocPri/R-3997-2016-A-0008-Dec-Dec-2017\\_02\\_14.pdf#page=17](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/400/DocPri/R-3997-2016-A-0008-Dec-Dec-2017_02_14.pdf#page=17)

garder le terme unique de *automatisme de réseau*, afin d'appliquer celui-ci dans le contexte de la NERC. Le choix du Coordonnateur de conserver *automatisme de réseau* au lieu de *plan de défense* répond aux besoins des entités d'avoir un terme francophone clair et plus représentatif des éléments inclus à la définition du terme *RAS* de la NERC.

Pour ce faire, quatre modifications au Glossaire doivent être réalisées :

- La définition utilisée actuellement pour le terme *plan de défense* et adoptée par la décision D-2017-015 doit devenir la nouvelle définition d'*automatisme de réseau*. La définition est modifiée dans le dessein de retirer le terme *plan de défense*, présent actuellement qu'une seule fois dans la définition, afin de le remplacer par le terme *automatisme de réseau*.
- L'acronyme *SPS* doit être remplacé par l'acronyme *RAS*, afin d'éviter toute confusion avec les normes NERC (l'acronyme *SPS* tendra à disparaître des normes NERC suite aux renouvellements de normes actuellement adoptées par la Régie et dans lesquelles il y a encore cet acronyme).
- La nouvelle définition du terme *plan de défense*, encore utilisée dans quelques normes adoptées par la Régie, doit renvoyer au terme *automatisme de réseau*.
- L'acronyme *RAS* utilisé afin de référer au terme *automatisme de réseau*, ne doit plus être relié au terme *plan de défense*.

Ainsi, le Coordonnateur présente dans ce projet les normes pour lesquelles le terme *automatisme de réseau (RAS)* est le terme unique utilisé et définit pour traduire les termes anglais *Remedial Action Scheme (RAS)* et *Special Protection System (SPS)*.

Actuellement, trois sous-classes d'*automatisme de réseau* sont définies par le NPCC : type I, type II et type III. L'information présentée à l'annexe A du présent Registre dresse la liste des entités possédant des *SPS* de type I ou de type II.

L'impact principal du remplacement dans les normes par la nouvelle définition d'*automatisme de réseaux (RAS)* est que les sous-classes de *SPS* n'existent plus. La nouvelle définition d'*automatisme de réseau (RAS)* supprime la distinction actuelle entre les trois classes d'*automatisme de réseau* qui sont définies par le NPCC : type I, type II et type III. Les *SPS* de type III sont dorénavant visés par ces normes puisqu'ils font partie de la nouvelle définition du terme *automatisme de réseau (RAS)*. Avec le présent dépôt, les identifications au Registre d'*automatisme de réseau* par type ne sont plus pertinentes malgré la décision D-2018-149<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Dossier R-3952-2015, D-2018-149, paragraphe 265, page 69, consulté le 21 novembre 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPri/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018\\_10\\_23.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPri/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf)

### Modalité d'application pour les normes FAC-010-3 et FAC-011-3

Le Coordonnateur dépose les normes FAC-010-3 et FAC-011-3 (les « Normes concernées ») et leurs annexes Québec respectives contenant les modalités d'application relatives à l'application du critère du défaut triphasé au réseau du Québec, ce qui est par ailleurs conforme à la décision D-2017-110. La disposition particulière associée est la suivante :

« L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du RTP de moins de 230 kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1er janvier 2019 pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :

E2.2.1 Défaut monophasé à la terre avec élimination normale du défaut, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en défaut. »

Le Coordonnateur est d'avis que la modalité proposée représente un allègement de l'application au Québec. En effet, certaines limites pourront être fixées en fonction d'un défaut monophasé à la terre pour certaines installations, plutôt qu'en fonction d'un défaut triphasé. Cet allègement viserait les installations de moins que 230 kV n'ayant pas connu de modifications substantielles après le 1<sup>er</sup> janvier 2019. La clause précise un niveau de tension qui limite la portée de l'allègement. De plus, elle limite la durée de l'allègement et assure qu'éventuellement, la portée de ces normes au Québec sera comparable à la portée des normes en vigueur dans le reste de l'Amérique du Nord, assurant ainsi une harmonisation des exigences avec les territoires voisins.

Le Coordonnateur considère qu'il est important de minimiser la portée et la durée de cet allègement. Il rappelle que le critère de défaut triphasé est reconnu par l'industrie nord-américaine comme un critère de robustesse essentiel à la fiabilité. D'ailleurs, il est à noter que les normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 actuellement en vigueur et adoptées dans la décision D-2015-168 ne contiennent aucune disposition particulière.

D'ailleurs, le Coordonnateur rappelle qu'il a demandé à la formation de la Régie saisie du dossier R-4015-2017 de prolonger l'ordonnance relative aux normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2, émise dans la décision D-2018-101, concernant le maintien du statu quo en ce qui a trait à l'application du critère du défaut triphasé, et ce, jusqu'au 1er janvier 2020<sup>9</sup>.

Quant à l'évaluation de la pertinence et l'impact de cette modalité d'application, le Coordonnateur note que la modalité d'application déposée diffère de celle qui avait été proposée lors de la consultation publique. La modalité actuellement proposée n'a pas fait l'objet des commentaires de la part des entités visées.

---

<sup>9</sup> [Pièce B-0036](#), dossier R-4015-2017; [Décision D-2018-101](#), dossier R-4015-2017, paragr. 93, p. 37.

À cet égard, le Coordonnateur envisage déposer un complément de preuve afin d'informer la Régie et parties prenantes éventuelles à ce sujet. À la suite de ce dépôt, certaines évaluations d'impact pourraient être révisées afin de tenir compte de la modalité d'application proposée au présent dossier.

#### Normes proposées pour adoption

Les normes suivantes sont présentées pour adoption à la Régie et viennent remplacer des versions adoptées par cette dernière. Hormis la norme EOP-004-4 qui tient compte d'un changement pour éliminer les déclarations du même événement par différentes entités, les autres normes présentées au tableau ci-dessous reflètent l'utilisation unique du terme *automatisme de réseau (RAS)* ainsi que l'ajout du terme *ressources de production décentralisées*, ou une combinaison des deux :

Norme	Modification
EOP-004-4 – Déclaration des événements	<i>RAS</i> et élimination des déclarations redondantes du même événement par différentes entités
FAC-010-3 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification	<i>RAS</i>
FAC-011-3 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation	<i>RAS</i>
PRC-001-1.1(ii) – Coordination de la protection du réseau	<i>RAS</i> et <i>ressources de production décentralisées</i>
PRC-019-2 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production	<i>Ressources de production décentralisées</i>
PRC-023-4 – Capacité de charge des relais de transport	<i>RAS</i>
PRC-024-2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production	<i>RAS</i> et <i>Ressources de production décentralisées</i>
VAR-002-4.1 – Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau	<i>Ressources de production décentralisées</i>

Note : La norme MOD-029-1a a été déposée dans le dossier R-3949-2015, mais n'a pas été adoptée dans la décision D-2017-110. Une décision à ce sujet relativement au dossier tarifaire 2019 du

Transporteur est attendue en 2019; la norme MOD-029-2a sera soumise pour adoption ultérieurement afin de tenir compte de tout changement indiqué dans la décision attendue.

## 2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

La définition proposée du terme *ressource de production décentralisées* et les modifications proposées aux termes *système de production-transport d'électricité (BES)*, *système de protection*, *automatisme de réseau (RAS)*, *automatisme de réseau de type I*, *automatisme de réseau de type II* et *plan de défense*, doivent être adoptées en même temps afin que les normes puissent trouver application.

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

### 3.1. NORMES OU EXIGENCES À RETIRER LORS DE L'ENTRÉE EN VIGUEUR:

Normes ou exigences à retirer	Commentaires
EOP-004-2	La version 2 a été adoptée dans la décision D-2017-110 <sup>10</sup> et sa date d'entrée en vigueur est le 1 <sup>er</sup> janvier 2018. La version 2 de la norme devra être retirée au moment de l'entrée en vigueur de la norme EOP-004-4 selon le plan de mise en œuvre de la NERC <sup>11</sup> .
FAC-010-2.1	La norme FAC-010-2.1 est en vigueur depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2016, conformément aux décisions D-2015-168 <sup>12</sup> et D-2017-127 <sup>13</sup> . La décision D-2018-101 <sup>14</sup> concernant la révision de la décision D-2017-110 confirme l'adoption de la norme avec le champ d'application <i>RTP</i> ainsi qu'une disposition temporaire, mais ne fixe pas sa date d'entrée en vigueur. La version 2.1 de la norme devra être retirée au moment de l'entrée en vigueur de la norme FAC-010-3 selon le plan de mise en œuvre de la NERC <sup>15</sup> .

<sup>10</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2017-110, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/332/DocPrj/R-3944-2015-A-0083-Dec-Dec-2017\\_09\\_27.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/332/DocPrj/R-3944-2015-A-0083-Dec-Dec-2017_09_27.pdf)

<sup>11</sup> NERC Implementation Plan, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : [https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201508%20Emergency%20Operations/Project\\_2015\\_08\\_EOP\\_004\\_Implementation\\_Plan\\_clean\\_January\\_1ka.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201508%20Emergency%20Operations/Project_2015_08_EOP_004_Implementation_Plan_clean_January_1ka.pdf)

<sup>12</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2015-168, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2015-168.pdf>

<sup>13</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2017-127, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/332/DocPrj/R-3944-2015-A-0089-Dec-Dec-2017\\_11\\_17.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/332/DocPrj/R-3944-2015-A-0089-Dec-Dec-2017_11_17.pdf)

<sup>14</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2018-101, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : [https://sde.regie-energie.qc.ca/projets/420/DocPrj/R-4015-2017-A-0008-Dec-Dec-2018\\_08\\_02.pdf](https://sde.regie-energie.qc.ca/projets/420/DocPrj/R-4015-2017-A-0008-Dec-Dec-2018_08_02.pdf)

<sup>15</sup> NERC Implementation Plan, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : [https://www.nerc.com/pa/Stand/Prict201005\\_2SpclPrctnSstmPhs2/Implementation\\_Plan\\_for\\_Revised\\_Definition\\_of\\_RAS\\_11132014\\_clean.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Prict201005_2SpclPrctnSstmPhs2/Implementation_Plan_for_Revised_Definition_of_RAS_11132014_clean.pdf)



Normes ou exigences à retirer	Commentaires
FAC-011-2	La norme FAC-012-2 est en vigueur depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2016, conformément aux décisions D-2015-168 <sup>16</sup> et D-2017-127 <sup>17</sup> . La décision D-2018-101 <sup>18</sup> concernant la révision de la décision D-2017-110 confirme l'adoption de la norme avec le champ d'application <i>RTP</i> ainsi qu'une disposition temporaire, mais ne fixe sa date d'entrée en vigueur. La version 2 de la norme devra être retirée au moment de l'entrée en vigueur de la norme FAC-011-3 selon le plan de mise en œuvre de la NERC <sup>19</sup> .
PRC-001-1	La version 1 de la norme est en vigueur depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2016, conformément à la décision D-2015-168. La norme PRC-001-1 devra être retirée au moment de l'entrée en vigueur de la norme PRC-001-1.1 (ii) selon le plan de mise en œuvre de la NERC <sup>20</sup> .
PRC-019-1	La version 1 de la norme est en vigueur depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2017 conformément à la décision D-2016-150 <sup>21</sup> . La norme PRC-019-1 devra être retirée au moment de l'entrée en vigueur de la norme PRC-019-2 selon le plan de mise en œuvre de la NERC <sup>22</sup> .
PRC-023-3	La version 3 a été adoptée dans la décision D-2017-110 et mise en vigueur au 1 <sup>er</sup> janvier 2018. La version 3 de la norme devra être retirée au moment de l'entrée en vigueur de la norme PRC-023-4 selon le plan de mise en œuvre de la NERC <sup>12</sup> .
PRC-024-1	La version 1 a été adoptée dans la décision D-2017-110 et mise en vigueur au 1 <sup>er</sup> octobre 2017. La version 1 de la norme devra être retirée au moment de l'entrée en vigueur de la norme PRC-024-2 selon le plan de mise en œuvre de la NERC <sup>23</sup> .
VAR-002-3	La version 3 de la norme est en vigueur depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2017 conformément à la décision D-2016-150. La version 3 de la norme devra

<sup>16</sup> Régie de l'énergie, op.cit.

<sup>17</sup> Régie de l'énergie, op.cit.

<sup>18</sup> Régie de l'énergie, op.cit.

<sup>19</sup> NERC Implementation Plan, op.cit.

<sup>20</sup> NERC Implementation Plan, consulté le 7 août 2018 sur le site internet :

[https://www.nerc.com/pa/Stand/Prict201401StdndsAppDispGenRes/PRC-001-1.1\(ii\) Implementation Plan clean 2015 Jan 12.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Prict201401StdndsAppDispGenRes/PRC-001-1.1(ii) Implementation Plan clean 2015 Jan 12.pdf)

<sup>21</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2016-150, consulté le 7 août 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/341/DocPri/R-3949-2015-A-0030-Dec-Dec-2016_09_30.pdf)

[energie.qc.ca/projets/341/DocPri/R-3949-2015-A-0030-Dec-Dec-2016\\_09\\_30.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/341/DocPri/R-3949-2015-A-0030-Dec-Dec-2016_09_30.pdf)

<sup>22</sup> NERC Implementation Plan, consulté le 7 août 2018 sur le site internet :

<https://www.nerc.com/pa/Stand/Prict201401StdndsAppDispGenRes/PRC-019-2 Implementation Plan clean 2015 Jan 12.pdf>

<sup>23</sup> NERC Implementation Plan, consulté le 7 août 2018 sur le site internet :

<https://www.nerc.com/pa/Stand/Prict201401StdndsAppDispGenRes/PRC-024-2 Implementation Plan clean 2015 Jan 12.pdf>

Normes ou exigences à retirer	Commentaires
	être retirée au moment de l'entrée en vigueur de la norme VAR-002-4.1 selon le plan de mise en œuvre de la NERC <sup>24</sup> .

### 3.2. NOUVELLES DÉFINITIONS À AJOUTER AU GLOSSAIRE :

Afin de permettre l'application des normes aux *ressources de production décentralisées* et conformément à la décision D-2018-149<sup>25</sup> de la Régie, le Coordonnateur propose l'ajout du terme *ressources de production décentralisées* à la pièce HQCF-2, document 3.

### 3.3. DÉFINITIONS À MODIFIER AU GLOSSAIRE :

La modification de la définition du *BES* est nécessaire afin d'assurer que les normes NERC puissent 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 « Applicabilité » des normes de la NERC. Cependant, cette définition ne trouve pas actuellement application au Québec.

De plus, la définition actuelle du terme *plan de défense* doit être utilisée pour remplacer la définition actuelle du terme *automatisme de réseau* afin de rendre ce dernier terme unique et cohérent avec les définitions de la NERC. La nouvelle définition du terme *plan de défense* renvoie au terme *automatisme de réseau*. Également, l'acronyme RAS doit être lié au terme *automatisme de réseau*.

Finalement, le Coordonnateur propose de clarifier la définition française du terme *système de protection* à la troisième puce; l'alimentation est en c.c. (courant continu) et non le poste. Ainsi, la proposition « à » remplace le « de » pour bien attribuer le courant continu à l'alimentation.

L'ensemble des modifications au Glossaire est présenté à la pièce HQCF-2, document 3.

### 3.4. DÉFINITIONS À RETIRER DU GLOSSAIRE :

Aucune.

## 4. APPLICABILITÉ

Fonctions visées :

- *Coordonnateur de la fiabilité (RC)*

<sup>24</sup> NERC Implementation Plan, consulté le 7 août 2018 sur le site internet :

[https://www.nerc.com/pa/Stand/Prjct201401StdndsAppDispGenRes/VAR-002-4\\_Implementation\\_Plan%20v2.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Prjct201401StdndsAppDispGenRes/VAR-002-4_Implementation_Plan%20v2.pdf)

<sup>25</sup> Régie de l'énergie, op.cit., paragraphe 60, page 20

- Responsable de l'équilibrage (BA)
- Propriétaire d'installation de transport (TO)
- Exploitant de réseau de transport (TOP)
- Propriétaire d'installation de production (GO)
- Exploitant d'installation de production (GOP)
- Distributeur (DP)
- Fournisseur de service de transport (TSP)
- Responsable de la planification (PA)

Fonctions visées selon chaque norme proposée :

Norme	Fonctions visées									
	RC	BA	TO	TOP	GO	GOP	DP	TSP	TP	PA
EOP-004-4	X	X	X	X	X	X	X			
FAC-010-3										X
FAC-011-3	X									
MOD-029-2a <sup>26</sup>			X <sup>27</sup>					X <sup>28</sup>		
PRC-001-1.1(ii)		X		X		X				
PRC-019-2			X <sup>29</sup>		X				X	
PRC-023-4			X		X		X			X
PRC-024-2					X					
VAR-002-4.1					X	X				

## 5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

De façon générale, le Coordonnateur reconduit les spécificités québécoises déjà adoptées par la Régie, notamment, le champ d'application et les dispositions particulières. Les normes s'appliquent aux installations du *réseau de transport principal (RTP)*. De plus, les dispositions particulières s'appliquent :

- EOP-004-4 : L'annexe Québec de la version 2 adoptée par la Régie ne comportait aucune disposition particulière.
- FAC-010-3 : L'annexe Québec de la version 2.1 adoptée par la Régie dans la décision D-2018-101<sup>30</sup> comprend une modalité d'application temporaire. En suivi de la décision D-2017-110<sup>31</sup>, le

<sup>26</sup> La norme est soumise à la Régie à titre d'information en l'attente d'une décision tarifaire.

<sup>27</sup> Les TO visés sont ceux qui utilisent la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour calculer la *capacité totale de transfert (TTC)* pour les chemins ATC.

<sup>28</sup> Les TSP visés sont ceux qui utilisent la *méthodologie par chemin de transport spécifique* pour calculer la *capacité -de transfert disponible (ATC)* pour les chemins ATC.

<sup>29</sup> Pour la norme PRC-019-2, seuls les TO qui possèdent un ou des compensateurs synchrones sont visés.

<sup>30</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2018-107, paragraphe 93, page 37, consulté le 21 novembre 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/420/DocPri/R-4015-2017-A-0008-Dec-Dec-2018\\_08\\_02.pdf#page=37](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/420/DocPri/R-4015-2017-A-0008-Dec-Dec-2018_08_02.pdf#page=37)

Coordonnateur propose à la Régie comme modalité d'application du défaut triphasé l'inclusion de la disposition particulière précisée ci-avant à la section 1.

- FAC-011-3 : L'annexe Québec de la version 2 adoptée par la Régie dans la décision D-2018-101<sup>32</sup> comprend une modalité d'application temporaire. En suivi de la décision D-2017-110<sup>33</sup>, le Coordonnateur propose à la Régie comme modalité d'application du défaut triphasé l'inclusion de la disposition particulière précisée à la section 1.
- MOD-29-2a : Bien que la norme ne soit pas soumise pour adoption, les dispositions particulières corrigeant deux erreurs de la norme NERC MOD-029-1a, déposée dans le dossier R-3949-2015 à la Régie, ont été reconduites dans l'annexe Québec de la MOD-029-2a. Les erreurs sont à la section Mesures (M8) et à la section Conformité (D1.3).
- PRC-001-1.1(ii) : La disposition particulière a été reconduite de la version antérieure mais reformulée suite aux commentaires reçus par les entités.

La version (ii) de la norme PRC-001-1.1(ii) créée par la NERC n'intègre pas les modifications de la version (i) (PRC-001-1.1(i)) qui a été adoptée par la FERC, mais qui n'a pas été mise en vigueur. Les modifications de la version (i) incluaient le remplacement du terme *Special Protection System (SPS)* par le terme *Remedial Action Scheme (RAS)*. Pour la version française de l'annexe Québec, étant donné que le terme *automatisme de réseau* est utilisé comme terme unique, la seule modification requise doit être pour remplacer l'acronyme *SPS* par *RAS*. Pour la version anglaise, l'annexe Québec présente les modifications nécessaires pour remplacer le terme *Special Protection Scheme (SPS)* par le terme *Remedial Action Scheme (RAS)*.

- PRC-019-2 : Aucun changement n'a été apporté à la disposition particulière existante à l'annexe Québec.
- PRC-023-4 : La disposition particulière aux critères 10 et 11 a été reconduite de la version 3 adoptée par la Régie dans sa décision D-2017-110.
- PRC-024-2 : Une disposition particulière a été ajoutée à l'exigence E2 dans l'annexe Québec pour utiliser le terme unique *automatisme de réseau (RAS)*.
- VAR-002-4.1 : La disposition particulière, au sujet des plages et tolérances, a été simplifiée en prenant en compte la note de bas de page 3 de la norme NERC. Cette note a été ajoutée dans la version 3, adoptée par la Régie, mais la disposition particulière n'avait pas été modifiée pour utiliser la nouvelle

---

<sup>31</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2017-110, paragraphe 113, page 35, consulté le 21 novembre 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/332/DocPri/R-3944-2015-A-0083-Dec-Dec-2017\\_09\\_27.pdf#page=35](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/332/DocPri/R-3944-2015-A-0083-Dec-Dec-2017_09_27.pdf#page=35)

<sup>32</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2018-107, paragraphe 93, page 37, consulté le 21 novembre 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/420/DocPri/R-4015-2017-A-0008-Dec-Dec-2018\\_08\\_02.pdf#page=37](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/420/DocPri/R-4015-2017-A-0008-Dec-Dec-2018_08_02.pdf#page=37)

<sup>33</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2017-110, paragraphe 113, page 35, consulté le 21 novembre 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/332/DocPri/R-3944-2015-A-0083-Dec-Dec-2017\\_09\\_27.pdf#page=35](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/332/DocPri/R-3944-2015-A-0083-Dec-Dec-2017_09_27.pdf#page=35)

note de bas de page de la norme NERC. Aucun autre changement n'a été apporté à la disposition particulière existante.

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

Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur de la fiabilité propose une date d'entrée en vigueur rapide des normes au Québec :

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposées au Québec <sup>34</sup>	Justification
EOP-004-4	1 <sup>er</sup> avril 2019	1 <sup>er</sup> juillet 2019	Uniformisation des pratiques avec les autres territoires.
FAC-010-3	1 <sup>er</sup> avril 2017	1 <sup>er</sup> juillet 2019	Uniformisation des pratiques avec les autres territoires.
FAC-011-3	1 <sup>er</sup> avril 2017	1 <sup>er</sup> juillet 2019	Uniformisation des pratiques avec les autres territoires.
PRC-001-1.1(ii)	29 mai 2015	1 <sup>er</sup> juillet 2019	Uniformisation des pratiques avec les autres territoires.
PRC-019-2	1 <sup>er</sup> juillet 2016	1 <sup>er</sup> juillet 2019	Uniformisation des pratiques avec les autres territoires.
PRC-023-4	1 <sup>er</sup> avril 2017	1 <sup>er</sup> juillet 2019	Uniformisation des pratiques avec les autres territoires.
PRC-024-2	1 <sup>er</sup> juillet 2016	1 <sup>er</sup> juillet 2019	Uniformisation des pratiques avec les autres territoires.
VAR-002-4.1	26 septembre 2017	1 <sup>er</sup> juillet 2019	Uniformisation des pratiques avec les autres territoires.

En plus des dates de mise en vigueur proposées ci-haut, les normes suivantes ont des dates de mise en application qui leur sont spécifiques :

### PRC-019-2

Les dates de mise en application débutent dès la mise en vigueur de la norme et se poursuivent selon le tableau ci-dessous :

<sup>34</sup> 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.

Exigences	Applicabilité aux installations visées raccordées au RTP	Applicabilité aux installations visées non raccordées au RTP	Date de mise en application proposées au Québec
E1 à E2	Au moins 40 % de ses installations visées	Au moins 15% des installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	Au moins 60 % de ses installations visées	Au moins 50% des installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	Au moins 80 % de ses installations visées	Au moins 75% des installations visées	1 <sup>er</sup> octobre 2019
	100 % de ses installations visées	100% des installations visées	1 <sup>er</sup> octobre 2020

#### PRC-023-4

Les dates de mise en application débutent dès la mise en vigueur de la norme et se poursuivent selon le tableau ci-dessous :

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1	Chaque <i>TO</i> , <i>GO</i> ou <i>DP</i> ayant des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pour l'exigence E1, critère 10.1</li> </ul>	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pour les éléments de surveillance décrits dans la norme PRC-023-4 – annexe A, section 1.6</li> </ul>	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pour les dispositifs à déclenchement-sur défaut décrits dans la norme PRC-023-4 – annexe A, section 1.3</li> </ul>	1 <sup>er</sup> octobre 2019
	Chaque <i>TO</i> , <i>GO</i> ou <i>DP</i> ayant des circuits répertoriés par le <i>coordonnateur de la planification</i> conformément à l'exigence E6	À la plus tardive des dates suivantes : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-4, conformément aux dispositions de l'annexe B. OU Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
		un critère de l'annexe B, sauf si le <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.
E2 et E3	Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> ayant des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> ayant des circuits qui ont été sélectionnés par le <i>coordonnateur de la planification</i> conformément à l'exigence E6	À la plus tardive des dates suivantes : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du <i>coordonnateur de la planification</i> indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par la norme PRC-023-4, conformément aux dispositions de l'annexe B. OU Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le <i>coordonnateur de la planification</i> supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.
E4	Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 comme fondement pour vérifier la capacité de charge des relais de lignes de transport.	1 <sup>er</sup> juillet 2019
E5	Chaque <i>TO, GO</i> ou <i>DP</i> qui règle les relais de lignes de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1	1 <sup>er</sup> juillet 2019
E6	Chaque <i>coordonnateur de la planification</i> doit effectuer une évaluation en appliquant les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de <i>coordonnateur de la planification</i> pour lesquels les <i>propriétaires d'installation de transport</i> , les <i>propriétaires d'installation de production</i> et les <i>distributeurs</i> doivent se conformer aux exigences E1 à E5	1 <sup>er</sup> juillet 2019

PRC-024-2

La date proposée de mise en vigueur est le 1<sup>er</sup> juillet 2019. Les dates proposées du plan de mise en application sont les suivantes :

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application aux États-Unis	Date de mise en application proposée au Québec
E1 à E4	Au moins 40 % de ses installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2018	1 <sup>er</sup> janvier 2020
	Au moins 60 % de ses installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2019	1 <sup>er</sup> janvier 2021
	Au moins 80 % de ses installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2020	1 <sup>er</sup> janvier 2022
	100 % de ses installations visées	1 <sup>er</sup> juillet 2021	1 <sup>er</sup> janvier 2023

## 7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

Norme	Impacts		
	Implantation	Maintien	Suivi
EOP-004-4	Faible	Faible	Faible
FAC-010-3	Faible	Faible	Faible
FAC-011-3	Faible	Faible	Faible
MOD-029-2a	Faible	Faible	Faible
PRC-001-1.1(ii)	Faible	Faible	Faible
PRC-019-2	Faible	Faible	Faible
PRC-023-4	Faible	Faible	Faible
PRC-024-2	Modéré	Modéré	Modéré
VAR-002-4.1	Faible	Faible	Faible

**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

Les commentaires présentés dans le tableau ci-dessous ont été donnés par les entités lors de la consultation publique phase 2. Le Coordonnateur retranscrit d'une manière littérale les commentaires reçus.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$)	Justification
<b>EOP-004-4</b>			
RTA		1 000	Réponse de l'entité RTA, « <i>Suivi</i> ». Selon l'entité RTA : « <i>il ne semble pas y avoir de nouveaux impacts</i> ».
<b>FAC-010-3 et FAC-011-3</b>			
RTA	20 000 000	10 000 000	Réponse de l'entité RTA, « <i>Pour se conformer en modifiant ses installations, RTA devrait investir plusieurs millions de dollars pour modifier son réseau en fonction du critère de défaut triphasé et cela prendrait plusieurs années. De plus, RTA serait en pénalité à partir de 2019 tant que les investissements et modifications soient faite. Pour éviter les pénalités, RTA devrait être assujetti à de nouvelles limites de transit en import et en export afin de respecter le critère de défaut triphasé, et dans ce contexte RTA, HQD et HQP ne pourrait respecter leurs engagements contractuels ou jouir des services que ces contrats leurs procurent. La valeur de ces contrats et/ou pertes encourues sont de l'ordre de quelques dizaines de million de dollars. Des études très détaillées et des études d'ingénierie devraient être faite pour préciser l'impact des investissements et/ou des pertes. Ce qui n'a pas été fait à ce jour. Les coûts apposées dans les colonnes précédentes sont un ordre de grandeur et pourraient varier de plus de 50%</i> ».
<b>MOD-029-2a</b>			
RTA		1 000	Réponse de l'entité RTA, « <i>Suivi</i> ». Selon l'entité RTA : « <i>il ne semble pas y avoir de nouveaux impacts</i> ».
<b>PRC-001-1.1(ii)</b>			
RTA		1 000	Réponse de l'entité RTA, « <i>Suivi</i> ». Selon l'entité RTA : « <i>il ne semble pas y avoir de nouveaux impacts</i> ».
<b>PRC-019-2</b>			
RTA		1 000	Réponse de l'entité RTA, « <i>Suivi</i> ». Selon l'entité RTA : « <i>il ne semble pas y avoir de nouveaux impacts</i> ».
<b>PRC-023-4</b>			
RTA		1 000	Réponse de l'entité RTA, « <i>Suivi</i> ».

			Selon l'entité RTA : « <i>il ne semble pas y avoir de nouveaux impacts</i> ».
<b>PRC-024-2</b>			
RTA	5 000 000	5 000	Réponse de l'entité RTA, « <i>Plusieurs changements de réglages, 19 remplacements de relais 59 et 24 et 11 remplacements de relais 27</i> ». Selon l'entité RTA : « <i>Cet argent ne sera pas investi sur la fiabilité réelle des installations de RTA</i> ».
<b>VAR-002-4.1</b>			
RTA		1 000	Réponse de l'entité RTA, « <i>Suivi</i> ». Selon l'entité RTA : « <i>il ne semble pas y avoir de nouveaux impacts</i> ».
<b>Total</b>	<b>25 000 000</b>	<b>10 011 000</b>	

#### Modalité d'application pour les normes FAC-010-3 et FAC-011-3

Suite aux commentaires reçus par le Coordonnateur, celui-ci souligne que la modalité d'application proposée au présent dossier diffère de celle proposée lors de la consultation publique. Les implications ont été expliquées à la section 1 du sommaire sous le titre « Modalité d'application pour les normes FAC-010-3 et FAC-011-3 ».

---

## Projet QC-2017-02

### Norme PRC-004-5(i) - Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

---

#### 1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

L'objectif de la norme PRC-004-5(i) est d'identifier et de corriger les fonctionnements incorrects d'un *système de protection*. Elle traite des *systèmes de protection* qui déclenchent incorrectement les dispositifs de coupure du *BES*. Ce mauvais fonctionnement est initié, de façon automatique ou manuelle, en raison d'une défaillance d'un *système de protection*.

Dans ses décisions D-2017-015 et D-2017-076, la Régie de l'énergie (la Régie) a demandé une analyse du champ d'application des normes PRC. À la conclusion de la phase 1 de la consultation publique des entités, le Coordonnateur de la fiabilité (le Coordonnateur) a conclu que l'élargissement du champ d'application de cette norme au *réseau de transport principal (RTP)* pour la détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection est pertinent pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

Dans le cadre de la seconde phase de la consultation publique, le Coordonnateur a sollicité les commentaires des entités visées sur l'impact et la pertinence de la norme PRC-004-5(i), incluant la date d'entrée en vigueur proposée. Le Coordonnateur a conclu que la révision de la norme est nécessaire afin d'assurer l'identification des protections qui ont fonctionné incorrectement et de manière à corriger les causes. En outre, le Coordonnateur a conclu qu'il est nécessaire de modifier certains termes au Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire).

#### Modification aux termes *automatisme de réseau* et *plan de défense*

Suite à l'adoption du terme « Remedial Action Scheme (RAS) » par la NERC comme terme unique utilisé dans les normes de fiabilité, l'utilisation du terme « Special Protection System (SPS) » devenait désuète et devait être revu dans les normes applicables. Dans le cadre de la seconde phase de la consultation publique, le Coordonnateur a choisi d'utiliser le terme unique *automatisme de réseau*, d'attribuer à ce terme la définition du terme *plan de défense*<sup>1</sup> ainsi que son acronyme RAS et de progressivement éliminer le terme *plan de défense* des normes de fiabilité. Pour les détails concernant ces modifications, veuillez-vous référer au sommaire intitulé *Ressources de production décentralisées et Automatisme de réseau* à la pièce HQCF-2, document 3.

Le terme *automatisme de réseau (SPS)* a donc été remplacé par *automatisme de réseau (RAS)* dans la norme PRC-004-5(i).

#### 2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

La définition proposée du terme *ressource de production décentralisées* et les modifications proposées aux termes *système de production-transport d'électricité (BES)*, *système de protection*, *automatisme de*

---

<sup>1</sup> La définition du terme *plan de défense* a été adoptée par la Régie dans sa décision D-2017-015 et est présentement défini au Glossaire.

*réseau (RAS), automatisme de réseau de type I, automatisme de réseau de type II et plan de défense* doivent être adoptées en même temps afin que les normes puissent trouver application.

### **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-004-5(i) est actuellement en vigueur et est applicable au *BPS*. Cette révision de la norme sera applicable au *RTP* et remplacera la version actuellement en vigueur.

#### **3.2. Nouvelles définitions à ajouter au Glossaire :**

Afin de permettre l'application de la norme aux *ressources de production décentralisées* et conformément à la décision D-2018-149<sup>2</sup> de la Régie, le Coordonnateur propose l'ajout du terme *ressources de production décentralisées* à la pièce HQCF-2, document 3.

#### **3.3. Définitions à modifier au Glossaire :**

La modification de la définition du *BES* est nécessaire afin d'assurer que les normes NERC puissent 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 « Applicabilité » des normes de la NERC. Cependant, cette définition ne trouve pas actuellement application au Québec.

De plus, la définition actuelle du terme *plan de défense* doit être utilisée pour remplacer la définition actuelle du terme *automatisme de réseau* afin de rendre ce dernier terme unique et cohérent avec les définitions de la NERC. La nouvelle définition du terme *plan de défense* renvoie au terme *automatisme de réseau*. Également, l'acronyme RAS doit être lié au terme *automatisme de réseau*.

Finalement, le Coordonnateur propose de clarifier la définition française du terme *système de protection* à la troisième puce; l'alimentation est en c.c. (courant continu) et non le poste. Ainsi, la proposition « à » remplace le « de » pour bien attribuer le courant continu à l'alimentation.

L'ensemble des modifications au Glossaire est présenté à la pièce HQCF-2, document 3.

#### **3.4. Définitions à retirer du Glossaire :**

Aucune.

### **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-004-5(i) s'applique aux *systèmes de protection des installations* du *RTP*. Également, une disposition particulière a été ajoutée afin de remplacer l'inclusion I4 du terme *BES* par le terme *ressource de production décentralisée*.

---

<sup>2</sup> Inclure la référence au dossier, et à la page et paragr. de la décision.

## 6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Bien que la norme PRC-004-5(i) soit déjà en vigueur, le Coordonnateur propose une nouvelle version de l'annexe Québec pour la nouvelle date d'entrée en vigueur. Le Coordonnateur propose le 1<sup>er</sup> juillet 2019 comme date de mise en vigueur pour la nouvelle version de la norme et de son annexe Québec. Cependant, il propose une date de mise en application pour les installations RTP non-BPS au 1<sup>er</sup> octobre 2020.

## 7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

PRC-004-5(i)	Impacts		
	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

### Légende :

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

Le Coordonnateur a reçu trois estimés d'impact. Les impacts estimés en phase 1 pour HQP et RTA ont été réévalués respectivement à la hausse et à la baisse en phase 2. Le total reflète uniquement l'estimé final des entités. Le Coordonnateur retranscrit d'une manière littérale les commentaires reçus.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
HQP	700 000	500 000	Réponse de l'entité HQP, phase 1 : « <i>Implantation complète à travers les 54 centrales du RTP ainsi qu'assurer le maintien et le suivi de la conformité. Aucune centrale assujettie pour le moment. *estimation préliminaire des coûts</i> »
	4 000 000	500 000	Réponse de l'entité HQP, phase 2 : « <i>L'évaluation des coûts de mise en œuvre est présentement à plus de 4 000 000 \$. Ce montant est encore en évaluation selon la solution retenue.</i> »  « <i>Dans le cadre des fonctions d'Hydro-Québec Production, la revue de tous les événements qui surviennent dans le parc de production est accomplie pour valider le bon fonctionnement des protections. pas entièrement à ces exigences de la norme. Si le changement de portée proposée RTP entre en</i> »

			<p>vigueur, il y'aura des impacts importants pour Hydro-Québec Production. Plusieurs équipements devront être installés et maintenus sur les groupes turbines/ alternateurs du parc de production pour répondre spécifiquement à la norme. Le projet d'installation englobera la planification des retraits, l'ingénierie, l'installation, l'habilitation, etc. Il faut également revoir les méthodes et les processus d'analyses mises en place.</p> <p>L'impact monétaire a été mis à jour dans le formulaire de réponse prévu à cet effet, mais demeure un montant préliminaire et il est sujet à changement. »</p>
HQT	79 000	163 000	<p>Réponse de l'entité HQT, phase 1: « Tous les événements du réseau de transport sont analysés par l'unité Analyses Comportement et Télémaintenance (ACT).</p> <p>Entre le 1er janvier 2015 et le 31 décembre 2016, l'unité ACT a analysé 2382 événements. 288 de ces événements sont RTP. De ces événements RTP, 149 sont sur les équipements BULK et 139 sur les équipements non BULK. Donc en pourcentage, 52% des événements RTP sont des événements sur les équipements BULK et 48% sur les équipements non BULK.</p> <p>Actuellement, il faut 60 jours par année pour répondre à la norme PRC-004-5i. Le coût pour rapporter tous les événements avec des équipements BULK conformément à la norme PRC-005-5i est de 84 000\$ (60 jours par année au coût de 200\$/heures).</p> <p>Le coût pour les événements avec les équipements non BULK du réseau RTP est de 78 362\$ (56 jours par année au coût de 200\$/heures). Donc on parle ici d'une augmentation de 78 362\$/année pour étendre le champ d'applicabilité de la norme PRC-004-5i de BULK à tout notre RTP.</p> <p>Compte tenu que notre unité, ACT, analyse déjà tous les événements du réseau de transport HQT et que les données de ces analyses sont consignées (fonctionnement des relais de protection, cause de l'événement, conséquences de l'événement, recommandations, suivi, etc.) dans les systèmes internes, je ne peux recommander le changement du champ d'applicabilité de la PRC-004-5i du BULK au RTP. La fiabilité du réseau n'est pas améliorée avec cette demande de changement. »</p>

	79 000	163 000	Les montants sont repris de la Phase 1.
RTA	50 000	25 000	<p>Réponse de l'entité RTA, phase 1 : « Révision, documentation, formation, gestion et suivi de conformité. (Les actions de détection et d'analyse des fonctionnements incorrect, de recherche de la cause fondamentale et de l'élaboration d'un plan de correction sont déjà implantées chez RTA, cela fait partie des meilleures pratiques.) »</p> <p>« RTA détecte et analyse les fonctionnements incorrects, mais l'argent et surtout le temps des ressources utilisées pour documenter, former et assurer le suivi de la conformité sont des ressources qui normalement travaille directement à la fiabilité du réseau de RTA et dans ce cas ils seront distrait de leur objectif par la lourdeur d'un processus de conformité qui n'apportera pas plus de fiabilité. »</p>
	20 000	5 000	<p>Réponse de l'entité RTA, phase 2 : « Modification du processus, sensibilisation et suivi. »</p> <p>« L'application d'un champs d'application RTP au lieu de BPS n'ajoute rien à la fiabilité, mais augmente les frais et risque financiers de RTA. »</p>
<b>Total phase 1</b>	<b>829 000</b>	<b>688 000</b>	
<b>Total phase 2</b>	<b>4 099 000</b>	<b>668 000</b>	

Selon les commentaires reçus de l'entité HQP, le Coordonnateur constate que les coûts présentés par cette entité représentent un estimé devant faire l'objet d'une nouvelle évaluation.





---

## 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<sup>er</sup> 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 de transport principal (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*; et
3. Le remplacement du terme *automatisme de réseau (SPS)* par la nouvelle définition du terme *automatisme de réseau (RAS) – anciennement plan de défense*.

L'élargissement du champ d'application au *RTP* a fait l'objet d'une consultation publique durant la phase 1 du présent projet. À la conclusion de la phase 1 de la consultation publique auprès des entités visées, le Coordonnateur de la fiabilité (le Coordonnateur) a conclu que l'élargissement du champ d'application de cette 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.

Dans le cadre de la seconde phase de la consultation publique, le Coordonnateur a sollicité 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; et
2. L'ajout des nouveaux systèmes (p.ex., l'inclusion des *SPS* type III).

Le Coordonnateur a conclu qu'il est nécessaire de retarder les dates de mise en application ainsi que de modifier certains termes au *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le Glossaire). En outre, le Coordonnateur a conclu que la révision de la norme est nécessaire pour 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 758<sup>1</sup>, 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*<sup>2</sup> qui affectent la fiabilité du réseau *BES*.

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 les exigences de performance d'un système sur un défaut permanent<sup>3</sup>, 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.<sup>4</sup>

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, les sous-comités ne recommandent aucune modification à la norme PRC-005 pour cet aspect.
  - Pour les *réenclencheurs automatiques* intégrés à même un *automatisme de réseau (SPS)*<sup>5</sup> qui permettent de rencontrer les exigences de performance exigées dans les normes de

---

<sup>1</sup> 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](https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202007172%20Protection%20System%20Maintenance%20and/Order_Interp_Protection_Sys_R_S_2011_2_3.pdf)

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

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> 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](http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202007172%20Protection%20System%20Maintenance%20and/SAMS-SPCS_Order_758_Autoreclosing_Report_Final_.pdf)

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 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 lorsque 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 que celles 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 celles présentés au point précédent s'appliquent.
  - Tous les autres mauvais fonctionnements analysés n'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 donné suite aux 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

---

<sup>5</sup> Depuis le rapport, le terme « Special Protection System (SPS) » est remplacé par le terme « Remedial Action Scheme (RAS) ». En français, la nouvelle définition du terme *automatisme de réseau (SPS)* vient remplacer le terme *plan de défense*.

répondent à des quantités non-électriques<sup>6</sup>. Le sous-comité de la NERC a alors classifié ces appareils en trois catégories<sup>7</sup> :

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'équipement<sup>8</sup> 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.

Le sous-comité conclut que seule la première catégorie contribue 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 inclus les *déclencheurs à pression soudaine*<sup>9</sup> 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 IEEE<sup>10</sup> 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

---

<sup>6</sup> 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](https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS_Order%20758%20Sudden%20Pressure%20Report_Final.pdf#page=13)

<sup>7</sup> Ibid, p.7.

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

<sup>9</sup> 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 force 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.

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

cohérents avec leurs expériences respectives. En se basant sur cette enquête, le sous-comité a recommandé un intervalle maximal d'entretien aux 6 ans.<sup>11</sup>

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, dans le cadre de la consultation publique QC-2017-02, le Coordonnateur a sollicité 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 a sollicité 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. 743<sup>12</sup> 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 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 I4<sup>13</sup> 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 la nouvelle définition du terme automatisme de réseau (RAS – anciennement plan de défense)

Suite à l'adoption du terme « Remedial Action Scheme (*RAS*) » par la NERC comme terme unique a utilisé dans les normes de fiabilité, l'emploi du terme « Special Protection System (*SPS*) » devenait désuet et devait être revu dans les normes applicables. En français, suite à la consultation publique (phase 2), le Coordonnateur a choisi d'utiliser le terme unique *automatisme de réseau*, d'attribuer à ce terme la définition du terme *plan de défense*<sup>14</sup> et son acronyme *RAS* et de progressivement éliminé le terme *plan de défense* des normes de fiabilité. Pour plus de détails concernant ces

---

<sup>11</sup> System Protection and Control Subcommittee, op.cit., p.4

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

<sup>13</sup> 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](https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf)

<sup>14</sup> La définition du terme plan de défense a été adoptée par la Régie dans sa décision D-2017-015 et est présentement défini au Glossaire

modifications et les choix de la NERC et du Coordonnateur, lire le sommaire intitulé *Projet QC-2017-02, Ressources de production décentralisées et Automatisation de réseau (RAS)*.

Le terme *automatisme de réseau (SPS)* a donc été remplacé par *automatisme de réseau (RAS)* dans la norme PRC-005-6. Initialement, lors de l'application du terme *automatisme de réseau (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 la définition du terme *automatisme de réseau (RAS)*, anciennement *plan de défense*.

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 d'*automatisme de réseau (RAS)*, anciennement *plan de défense*.

Cette définition a déjà été adoptée par la Régie et est incluse au Glossaire des termes en français sous *plan de défense*, mais tel que noté ci-dessus, celle-ci est transférée par ce projet sous le terme *automatisme de réseau (RAS)*. Le Coordonnateur est d'avis que le terme *automatisme de réseau (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.

Cette nouvelle définition des *automatismes de réseau* vient modifier les automatismes à inclure au Registre des entités visées (le Registre). Avec le présent dépôt, les identifications au Registre d'*automatisme de réseau* par type ne sont plus requises, malgré la décision D-2018-149<sup>15</sup>.

## 2. Prérequis à l'adoption

La définition proposée des *ressources de production décentralisées* et les modifications aux termes *système de production-transport d'électricité (BES)*, *système de protection*, *plan de défense*, *automatisme de réseau*, *automatisme de réseau type I* et *automatisme de réseau type II* et *programme d'entretien des systèmes de protection (PSMP)* doivent être adoptées en même temps afin que la norme trouve application.

## 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 devra être retirée au moment de l'entrée en vigueur de la norme PRC-005-6<sup>16</sup>.

### 3.2. Nouvelles définitions à ajouter au Glossaire :

Afin de permettre l'application des normes aux *ressources de production décentralisées* et conformément à la décision D-2018-149<sup>17</sup> de la Régie, le Coordonnateur propose l'ajout du terme *ressources de production décentralisées* à la pièce HQCF-2, document 3.

---

<sup>15</sup> Dossier R-3952-2015, D-2018-149, paragraphe 265, page 69, consulté le 21 novembre 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018\\_10\\_23.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf)

<sup>16</sup> *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%20Implementation%20Plan%20Combining%203%204%205%206%202015May27%20v2.pdf>

### 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 « Applicabilité » de la norme de la NERC. Cependant, cette définition ne trouve pas actuellement application au Québec.

De plus, la définition actuelle du terme *plan de défense* doit être utilisée pour remplacer la définition actuelle du terme *automatisme de réseau* afin de rendre ce dernier terme unique et cohérent avec les définitions de la NERC. La nouvelle définition du terme *plan de défense* renvoi au terme *automatisme de réseau*. Également, l'acronyme *RAS* doit être lié au terme *automatisme de réseau*.

Aussi, le Coordonnateur propose de clarifier la définition française du terme *système de protection* à la troisième puce; l'alimentation est en c.c. (courant continu) et non le poste. Ainsi, la proposition « à » remplace le « de » pour bien attribuer le courant continu à l'alimentation.

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

L'ensemble des modifications au Glossaire est présenté à la pièce HQCF-2, document 3.

### 3.4. Définitions à retirer du Glossaire :

Aucune.

## 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 *RTP* des fonctions visées telles qu'identifiées dans le Registre.

## 6. Dates d'entrée en vigueur et de mise en application proposées

Le Coordonnateur propose les dates de mise en application suivantes :

PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME PRC-005-6<sup>18</sup>

---

<sup>17</sup> Régie de l'énergie, op.cit., paragraphe 60, page 20

<sup>18</sup> *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)



Tableau 1 - Dates de mise en application pour les éléments visés par la version 2 de la norme

Exigences	Dates de mise en application aux États-Unis	Dates de mise en application au Québec
E1, E2 et E5	1 <sup>er</sup> avril 2015	1 <sup>er</sup> juillet 2019
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 <sup>er</sup> octobre 2015	1 <sup>er</sup> juillet 2019
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2017	1 <sup>er</sup> juillet 2019
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2016	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	60% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2017	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	100% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2018	1 <sup>er</sup> juillet 2019
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2017	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	60% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2019	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	100% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2021	1 <sup>er</sup> avril 2021
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2019	1 <sup>er</sup> juillet 2019
	60% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2023	1 <sup>er</sup> avril 2023
	100% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2027	1 <sup>er</sup> avril 2027

Le Coordonnateur propose le 1<sup>er</sup> juillet 2019 comme date d'entrée en vigueur de la norme PRC-005-6 et de son annexe Québec<sup>19</sup>.

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<sup>er</sup> 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 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.

<sup>19</sup> 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.



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 d'*automatisme de réseau (RAS)* et qui ne correspondaient pas à la définition précédente 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 :

**Tableau 2 - Dates de mise en application de la version 6 de la norme pour les éléments visés par la version 6 de la norme mais non visés par la version 2 de la norme**

Exigences	Dates de mise en application aux États-Unis	Dates de mise en application au Québec
E1, E2 et E5	1 <sup>er</sup> janvier 2016	1 <sup>er</sup> juillet 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 <sup>20</sup>	1 <sup>er</sup> juillet 2021
Entre 1 an et 2 ans	100% des entretiens requis	N/A	1 <sup>er</sup> octobre 2021
Jusqu'à 3 ans	30% des entretiens requis	N/A	1 <sup>er</sup> octobre 2021
	60% des entretiens requis	N/A	1 <sup>er</sup> octobre 2022
	100% des entretiens requis	N/A	1 <sup>er</sup> octobre 2023
Jusqu'à 6 ans	30% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> janvier 2019	1 <sup>er</sup> juillet 2022
	60% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> janvier 2021	1 <sup>er</sup> juillet 2024
	100% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> janvier 2023	1 <sup>er</sup> juillet 2026
Jusqu'à 12 ans	30% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> janvier 2021	1 <sup>er</sup> juillet 2025
	60% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2025	1 <sup>er</sup> juillet 2028

<sup>20</sup> Pour les États-Unis, aucun nouvel élément ajouté par la version 6 n'a un entretien inférieur à 6 ans. Les dates de mise en application étant non applicables pour ces intervalles, le Coordonnateur a indiqué N/A. Au Québec, l'impact est dû à l'élargissement des éléments inclus à la version 2 au champ d'application RTP.

	100% des entretiens requis	1 <sup>er</sup> avril 2029	1 <sup>er</sup> juillet 2032
--	----------------------------	----------------------------	------------------------------

La différence de plus de 3 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 établit les objectifs à atteindre.

## 7. Évaluation préliminaire de l'impact

PRC-005-6	Impacts		
	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

Les commentaires présentés dans le tableau ci-dessous ont été donnés par les entités lors des consultations publiques. Le Coordonnateur retranscrit d'une manière littérale les commentaires reçus.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$)	Justification
AQPER (estimé moyen multiplié par 16)	7 500	12 500	Réponse de l'entité AQPER Phase 1, <u>7 500\$ coûts annuels pour</u> : « <i>Coûts additionnels moyens pour un parc éolien de 125 MW liés à la réalisation des tests requis et à la rédaction</i>

d'éoliennes)			<p>d'un rapport par une firme externe. Une certaine proportionnalité peut s'appliquer selon la taille du parc. Le montant de \$7500 pourra varier selon la taille et la localisation, toutefois certains frais sont non compressibles (déplacement, ouverture de dossier, etc.). »</p> <p><u>5 000 \$ coûts annuels pour</u> : « Coût additionnel requis pour les frais de gestion et la préparation de rapports requis pour les audits et les déclarations de conformité annuelles »</p> <p><u>7 500 \$ coûts de mise en œuvre pour</u> : « Coût moyen estimé pour l'achat de certains équipements et outils. »</p>
	7 500	12 500	Les montants sont repris de la Phase 1.
Énergie Éolienne Vents du Kempt s.e.c	10 000	100 000	<p>Réponse de l'entité AQPER, Phase 1 : « coût de mise en œuvre: vérification par une firme d'ingénieur des installations de protection concernées; 10 000\$</p> <p>coûts récurrents annuels :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- coût d'entretien annuel supplémentaire pour les équipements de protection ( firme ing.) = 25 000\$</li> <li>- coût de gestion/producteur, documentation audit et rapport sur la conformité: 10 000\$;</li> <li>- Coût d'opportunité: arrêt de production pour au moins une journée supplémentaire : 50 000\$</li> <li>- coût des audits/ suivi par une firme ing. externe : 15 000\$ »</li> </ul>
	10 000	100 000	Les montants sont repris de la Phase 1.
HQP	100 000	1 000 000	<p>Réponse de l'entité HQP, Phase 1 <u>pour 100 000 \$ de mise en œuvre et 500 000 \$ de coûts annuels</u> : « Augmentation des équipements de protection assujettis : 7000%</p> <p>Modification à la planification de la maintenance liées au système de protection et assurer le maintien et le suivi de la conformité.</p> <p>*estimation préliminaire des coûts»</p> <p>« Augmentation du nombre de batteries assujetties : 350 %</p> <p>Modification à la planification de la maintenance liées au système de protection et assurer le maintien et le suivi de la conformité. »</p> <p><u>Pour 500 000 \$ coûts annuels</u> :</p> <p>« Changement de stratégie de maintenance affectant la disponibilité des groupes.</p> <p>*estimation préliminaire des coûts »</p>
	100 000	1 000 000	Réponse de l'entité HQP, Phase 2, « Nous réitérons qu'un changement de champ d'application apportera un impact de conformité important. Hydro-Québec Production n'est pas

			<p>soumise à la conformité de la norme PRC-005-2 dont le champ d'application est limité aux éléments du Bulk Power System (BPS).</p> <p>Les activités de conformité répondant à cette nouvelle portée proposée s'étendront aux cinquante centrales classées Réseau de Transport principal (RTP) selon le registre des entités. Les efforts requis pour démontrer la conformité seront significatifs à tous les niveaux. De plus, un élargissement de la portée de la coordination des retraits sera à prévoir. Il serait pertinent d'analyser plus rigoureusement les impacts reliés à la coordination de ces retraits avant l'entrée en vigueur de la nouvelle portée (RTP) proposée. Pour ce faire, un report de la mise en vigueur de la norme et de ces exigences est à prévoir.</p> <p>Les impacts monétaires ont déjà été signifiés lors de notre correspondance en lien avec la Phase 1 de cette même consultation. »</p> <p>Les montants sont repris de la Phase 1.</p>
HQT	0	288 100 1 404 150 78 150 105 000	Voir Annexe 1.
	0	1 875 400	Les montants sont repris de la Phase 1.
RTA	100 000	300 000	<p>Réponse de l'entité RTA Phase 1, « Révision des programmes et fréquences d'entretien actuel, formation, suivi de conformité, réalisation du programme d'entretien supplémentaire et documentation. (RTA possède déjà un programme d'entretien basé sur la méthode RCM-inverse, l'expérience et les meilleures pratiques) »</p> <p>« -Baisse de la fiabilité par l'utilisation de ressources dédiées à la fiabilité à des fins de conformité.</p> <p>-Augmentation du tarif de services de transport</p> <p>-Diminution de la compétitivité de RTA dans l'aluminium au Québec. »</p>
	30 000	200 000	<p>Réponse de l'entité RTA Phase 2, « Ajustement et sensibilisation, et Impacts de l'ajustement des fréquences du programme de RTA »</p> <p>Selon l'entité RTA, « la main-d'oeuvre associée à ce changement de fréquence ne travaillera pas sur la fiabilité des installations de RTA.</p> <p>Augmente les risques financiers de RTA.</p> <p>De plus, ces changements de fréquence amène une discordance avec les MHT des équipements et une plus grande complexité au niveau des libération et de la disponibilité des équipements. »</p>
<b>Total phase 1</b>	<b>217 500</b>	<b>3 287 900</b>	
<b>Total phase 2</b>	<b>147 500</b>	<b>3 187 900</b>	

**ANNEXE 1 – Justifications reçues de HQT**



**20 février 2018**

## **Commentaires au Coordonnateur pour dépôt du PRC-005-6 à la Régie**

Nous sommes d'avis d'étendre l'applicabilité de la PRC-005-6 au réseau RTP considérant la réalité nord-américaine des entités électriques et aussi face au bénéfice de celle-ci. Par contre connaissant les impacts de celle-ci à TransÉnergie, voir explications plus bas, nous recommandons une application en deux étapes. En premier lieu, appliquer la PRC-005-6 à notre réseau Bulk actuel soit à partir de 2021 et par la suite au RTP en 2023 afin de nous permettre de modifier ou mettre en œuvre les mécanismes de suivi, de coordination et d'implantation systèmes et organisationnel performants en place. Nos enjeux concernent aux niveaux de l'ajustement du plan de main d'œuvre, du suivi et du rendre-compte périodique, tout en minimisant l'impact sur la cause tarifaire sur le RTP.

Il est important de mentionner que l'application au RTP de la PRC-005-6 impactera plusieurs producteurs RTP connectés au RTP. De plus, les producteurs RTP non connectés au réseau RTP devront aussi se conformer aussi afin qu'ils assurent la fiabilité de leurs équipements. Le coordonnateur devra s'en assurer étant donné que ces producteurs sont raccordés à notre réseau électrique. Le but étant de ne pas détériorer d'aucune façon la fiabilité de notre réseau électrique dans l'Interconnexion du Québec.

Finalement, vous trouverez ici-bas des justifications détaillés ainsi qu'une estimation des coûts distincts, appliqués au réseau Bulk ou non Bulk ainsi qu'un grand total pour le RTP.

### **Détecteurs de pression soudaine des équipements immergés dans l'huile:**

Pour les détecteurs de pression soudaine, les relais concernés à HQT se trouvent dans les transformateurs de puissance et sur les inductances shunt immergés dans l'huile. La grande majorité de ces relais de gaz sont de type Buchholz. Ces relais comportent deux fonctions, soit détecté une accumulation lente de gaz générant une alarme, soit détecté une pression soudaine de gaz faisant déclencher le transformateur. Actuellement, HQT compte 180 transformateurs sur son réseau Bulk (composé généralement de trois cuves monophasées).

À HQT, la périodicité d'entretien de ces relais est coordonnée avec la périodicité d'entretien des transformateurs qui est de 8 ans pour les transformateurs non équipés de changeurs de prises-en-charge ainsi que pour les inductances shunt; ou de 6 ans pour les transformateurs équipés de changeurs de prise en charge. Ces périodicités seront graduellement portées à 12 ans au fur et à mesure que seront implantées des technologies de surveillance en continu.

Lors de l'exercice de révision de la norme PRC-005-6 à la NERC, TransÉnergie a émis ses commentaires à l'effet que notre périodicité est de 8 ans plutôt que 6 ans. Cette périodicité de 8 ans est la période d'entretien des équipements baignés dans l'huile standardisé par les experts de la discipline Appareillages d'Hydro-Québec. Ce groupe est présentement responsable de faire

l'entretien de la partie appareillage pour Hydro-Québec tandis que la partie des éléments de protection est sous la responsabilité des experts de la discipline Automatismes d'Hydro-Québec. Une périodicité de 6 ans pour l'entretien des protections aura comme conséquence d'exiger le groupe d'Appareillage de devancer les retraits de deux ans aux transformateurs non télésurveillés, et ce, seulement pour répondre aux critères d'entretien spécifiques sur les alarmes de gaz. De plus, ce retrait augmente considérablement l'indisponibilité des transformateurs et aura des impacts négatifs sur la fiabilité du réseau électrique.

Pour un cycle de vie moyen de 48 ans, l'impact sur la maintenance systématique aux 6 ans (plutôt que 8 ans), appliqué aux postes « BULK » uniquement serait augmenté de 76 000 Hr-h dont 462 retraits additionnels à planifier. Le coût annuel de cet impact est estimé à 238 000\$.

De plus si l'applicabilité est étendue au RTP, l'impact sur la charge de maintenance systématique aux 6 ans sur ces équipements RTP (Bulk et non Bulk) serait augmenté de 101 000 h-h dont 882 retraits additionnels seront à prévoir. Le coût total annuel sera de 315 600 \$.

À HQT, les entretiens des transformateurs non télésurveillés sont aux 8 années civiles pour les types de transformateurs non-télésurveillés; la périodicité est à 12 années civiles pour les équipements télésurveillés. Advenant que la surveillance continue soit implantée sur la totalité du réseau Bulk, la fréquence d'entretien de 6 ans dans le PRC-005-6 serait évitée. Ce qui permettrait de récupérer quelque 283 000 h-h, soit plus de 2236 retraits. Les heures ainsi évitées pourront être transférées aux entretiens conditionnels et correctifs. Son impact sera beaucoup plus positif et significatif sur la fiabilité du réseau. Le coût annuel d'épargne est estimé à 885 500 \$.

**Coût annuel : 254 350 \$ Bulk; 33 750\$ non Bulk; 288 100 \$ RTP.**

### **Entretien des batteries :**

À HQT, les entretiens des batteries s'effectuent annuellement par le personnel d'entretien en période d'hiver seulement soit aux 12 mois civils. De plus pour les éléments dotés d'un dispositif de télésurveillance, l'entretien sera de façon conditionnelle seulement. (La télésurveillance permet de détecter et de corriger rapidement sur un équipement en défaut.)

**Coût annuel : 978 150\$ Bulk; 426 000\$ non Bulk; 1 404 150\$ RTP**

Commentaires sur la concordance de traduction française dans les sections des activités d'entretien minimales des tableaux devraient être corrigés. Exemple du Tableau 1-2 : (e.g. signal level, reflected power, or data error rate) doit être (c.-à-d. niveau de signal OU puissance réfléchie OU taux d'erreur binaire)

### **Entretien des réenclencheurs :**

Basé sur les exigences 4.2.7.1 et 4.2.7.2 de la norme PRC-005-6 applicables, HQT en comptera 187 réenclencheurs sur le BULK et sur le non-BULK.

**Coût annuel : 51 750\$ Bulk; 26 400\$ non Bulk; 78 150\$ RTP.**



### Entretien des SPS de type III

Présentement, HQT compte 14 automatismes locaux (SPS de type III) installés généralement sur le réseau RTP. Advenant que l'applicabilité soit étendue au RTP, le coût sera de 105 000\$ annuels.

### Impact de l'applicabilité au réseau RTP

Cette analyse démontre que les coûts d'entretien réglementaire augmentent de façon significative lorsqu'on étend la portée de l'entretien au réseau RTP. Plusieurs équipements et automatismes de réseau (délesteurs, SPS, protections 79, SQ et autres) seront assujettis. L'applicabilité de la norme PRC au réseau RTP impliquerait des entretiens systématiques sur plus de 4400 équipements, soit environ 25 530 heures d'engagement annuelles, et ce, dans 162 postes électriques en considérant la coordination et l'implantation d'un processus de mise à niveau pour rendre conforme des équipements non-Bulk.

Pour la partie Bulk, l'estimation du coût pour se conformer à la version 6 sera de 3 167 500\$, représentant 21 117h annuelles qui deviennent obligatoires.

L'évaluation préliminaire comprend les heures à pied d'œuvre pour réaliser des entretiens systématiques et conditionnels en plus des heures en correctif. L'analyse inclut des coûts afférents aux travaux d'entretien tel que le transport et déplacement, les outils et instruments, les coûts des indisponibilités dus aux retraits, la coordination et de planification des travaux auprès des entités concernées, etc.

Finalement, l'ajout des heures d'entretien est estimé à 21 117h au Bulk et à 25 527h supplémentaires au non-Bulk, soit environ 46 650h annuel au RTP.

**Grand coût total estimé: 3 167 000\$ pour le Bulk; 3 906 000\$ pour le non-Bulk; 7 640 500\$ pour le RTP**



**21 septembre 2018**

## **Commentaires de HQT du QC2017-02 Phase 2**

### **PRC-005-6 applicable au réseau RTP :**

HQT propose que la maintenance des nouveaux éléments dans la norme PRC-005-6 puisse s'appliquer sur le principe de base de la performance (Performance Base) aux éléments visés tels que les dispositifs de pression soudaine ainsi que les batteries d'accumulateurs. HQT propose de devenir le Coordonnateur de la planification pour coordonner les périodicités la maintenance entre différentes entités.

Pour mieux comprendre nos enjeux, HQT souhaite un forum de discussion à Régie pour présenter nos éléments non-Bulk difficilement applicable au RTP. Du moins, HQT demande à la Régie de suspendre la mise en vigueur de ces éléments.

HQT réitère que si l'applicabilité est étendue au RTP, le programme d'entretien implique une coordination de retrait avec d'autres entités au Québec connectés au RTP tel que les producteurs éoliens. Or, il n'existe pas présentement de mécanisme de coordination de retrait au niveau provincial donc, il est recommandé de mettre en place un comité de Coordonnateur de la planification élargi au niveau provincial. Hydro-Québec TransÉnergie pourrait coordonner des retraits avec les autres entités afin effectuer les entretiens.

### **PRC-012-2 applicable au réseau RTP :**

Présentement, HQT compte plusieurs automatismes de type III installés partout sur le réseau de transport d'électricité. Advenant que l'applicabilité soit au RTP, les SPS de type III actuels seront assujettis. Or nos automatismes de première génération ne répondent pas à l'exigence du tableau 4-2b soit : « la vérification de tous les trajets de circuit de contrôle associés (essai fonctionnel) ». De plus ces automatismes atteignent leur fin de vie utile. Depuis HQT entame des transitions sur une période de 10 ans. Par conséquent, HQT demande à la Régie de reconsidérer l'exigence 4-2b en évoquant une clause grand-père (exception) pour les SPS actuel de type III dans l'annexe Québec de la norme en attendant la complétion.

Un rappel que les décisions D2011-068 et D2015-059 de la Régie considèrent seulement les automatismes de types I et II dont la Régie a approuvé sur le contenu du Registre des installations visées par les normes de fiabilité. Aussi, la section 2.11 du même Registre ne mentionnait pas les SPS de type III. De plus, le NPCC reconnaît que seuls les SPS de Type I et II sont applicables au réseau Bulk.

HQT réitère que l'entretien des éléments Bulk est justifié pour maintenir la fiabilité du réseau de transport. Le fait de considérer les entretiens aux éléments non-Bulk risquerait de diluer le niveau de fiabilité dans l'Interconnexion Québec.

HQT propose de mettre en vigueur la norme PRC-012-2 en 2028.

### **PRC-004-5(i) applicable au réseau RTP :**

Actuellement, HQT examine tous les événements et valide les fonctionnements incorrects des protections partout sur son réseau. Cependant les fonctionnements incorrects sur le réseau Bulk sont rapportés au comité concernant au NPCC. Advenant l'applicabilité au RTP, HQT devra déclarer et rapporter sur tous les événements non-Bulk. Nous estimons que l'effectif doit être revu à la hausse de façon significative pour répondre aux besoins d'analyse et de rendre-comptes, et dans un délai prescrit sur tous les fonctionnements incorrects de la protection.

### **PRC-024-2 applicable au réseau RTP :**

HQT signale que tous producteurs éoliens connectés au réseau d'Hydro-Québec doivent respecter tous nos critères de raccordement des centrales. Or la courbe Low Voltage Ride Through (LVRT) de l'annexe 2 de la norme PRC-024-2 est différente aux critères imposés par HQT. Ce différend était déjà un litige depuis la norme PRC-024-1 à la Régie dont HQT souhaite que la Régie maintienne la même décision que la version 1.

---

## Projet QC-2017-02

---

### Norme PRC-012-2 – Automatismes de réseau

---

#### 1. Évaluation de la pertinence

La nouvelle norme PRC-012-2 a pour objectif d'assurer que les *automatismes de réseau* ne causent pas de risques imprévus ou inacceptables au *réseau de transport principal (RTP)*. Un *automatisme de réseau* est un automatisme qui engage des actions de rejet de production, de délestage de charge et de reconfiguration du *réseau* afin d'en assurer la fiabilité et l'intégrité suite à la détection de conditions prédéterminées.

Dans le cadre de la seconde phase de la consultation publique, le Coordonnateur a sollicité les commentaires des entités visées au sujet de l'impact et la pertinence de la norme PRC-012-2. Il en retient que le champ d'application *RTP* est nécessaire à la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. Il conclut également qu'une clause permet aux entités visées de retarder la date de mise en application de la norme pour un *automatisme de réseau* installé avant l'entrée en vigueur, basé sur une évaluation technique de faisabilité acceptable pour le surveillant.

Dans le cadre du projet de la NERC<sup>1</sup> d'évaluation de tous les aspects liés aux *automatismes de réseau* tels que nouvellement définis (en remplacement du terme *plan de défense*, voir le paragraphe 1.1 ci-dessous concernant ces modifications) ainsi qu'aux *automatismes de réseau* selon l'ancienne définition, la NERC a proposé le développement de la norme PRC-012-2. Cette proposition a également pour objectif de régler les points soulevés dans l'ordonnance 693<sup>2</sup> de la FERC. Cette ordonnance a identifié une série de normes comme étant incomplètes, notamment les normes PRC-012-0, PRC-013-0 et PRC-014-0. Celles-ci attribuent, par renvois, la responsabilité d'établir des processus et des bases de données, ainsi que d'évaluer et documenter l'exploitation, la coordination et la conformité à l'*organisation régionale de fiabilité (RRO)*. La norme PRC-012-2 vient donc attribuer spécifiquement la responsabilité aux utilisateurs, propriétaires et exploitants du *RTP* en ce qui a trait aux objectifs de fiabilité des *automatismes de réseau*.

L'adoption de la notion d'*automatisme de réseau (RAS)* (ou « *Remedial Action Scheme* » (*RAS*) en anglais) par la FERC, pour remplacer à terme la notion d'*automatisme de réseau (SPS)* (ou « *Special Protection System* » (*SPS*) en anglais), a eu pour conséquence d'éliminer la catégorisation faite par le NPCC entre les catégories d'*automatismes de réseau*. Cependant, cette norme reprend la notion de *SPS* type III sous celle d'*automatisme de réseau* à impact limité. En effet, un *automatisme de réseau* à impact limité a été défini dans la norme PRC-012-2 comme un *automatisme de réseau* dont le fonctionnement intempestif ou son non-fonctionnement ne donne pas lieu ni ne contribue à des déclenchements en cascade, à une séparation fortuite, à une instabilité angulaire, à l'instabilité de la tension, à l'effondrement de la tension ou à des oscillations incorrectement amorties dans le *RTP*. Rappelons que la notion de *SPS* type III du

---

<sup>1</sup> NERC Standard Announcement, consulté le 10 août 2018 sur le site internet : [http://www.nerc.com/pa/Stand/Prjct201005\\_3RmdialActnSchmsPhase3ofPrctnSystemsDL/2010-05.3\\_Ph\\_3\\_of\\_PS\\_RAS\\_CP\\_Word\\_Announce\\_04302015.pdf](http://www.nerc.com/pa/Stand/Prjct201005_3RmdialActnSchmsPhase3ofPrctnSystemsDL/2010-05.3_Ph_3_of_PS_RAS_CP_Word_Announce_04302015.pdf)

<sup>2</sup> Ordonnance 693 de la FERC, consultée le 10 août 2018 sur le site internet : <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2007/031507/E-13.pdf>

NPCC définit celui-ci comme étant un *automatisme de réseau* (selon l'ancienne définition) dont le fonctionnement incorrect ou le non-fonctionnement n'entraînerait aucun impact négatif important (c'est-à-dire instabilité du réseau, réponse dynamique inadmissible du réseau ou déclenchements d'équipements, niveaux de tension contrevenant aux limites d'urgence applicables, charges sur les installations de transport contrevenant aux limites d'urgence applicables ou perte de charge inadmissible) à l'extérieur de la zone locale. En conclusion, la NERC établit explicitement dans la norme PRC-012-2 qu'un *SPS type III* est un *automatisme de réseau* à impact limité.

Du fait que tous les automatismes sont maintenant visés par la norme PRC-012-2, sans distinction de type, et que la norme exige des entités visées d'identifier leurs *automatismes de réseau*, il n'est plus pertinent d'inclure ceux-ci au Registre des entités malgré la décision D-2018-149<sup>3</sup>.

### **1.1. Remplacement du terme automatisme de réseau (SPS) par la nouvelle définition du terme automatisme de réseau (RAS – anciennement plan de défense)**

Suite à l'adoption du terme « Remedial Action Scheme (RAS) » par la NERC comme terme unique à utiliser dans les normes de fiabilité, l'emploi du terme « Special Protection System (SPS) » devenait désuet et devait être revue dans les normes applicables. En français, suite à la consultation publique (phase 2), le Coordonnateur a choisi d'utiliser le terme unique *automatisme de réseau*, d'attribuer à ce terme la définition du terme *plan de défense*<sup>4</sup> et son acronyme RAS, et de progressivement éliminer le terme *plan de défense* des normes de fiabilité. Pour les détails concernant ces modifications, veuillez vous référer au sommaire « Ressources de production décentralisées et Automatisme de réseau » à la pièce HQCF-1, document 1.

## **2. Prérequis à l'adoption**

La définition proposée du terme *ressource de production décentralisées* et les modifications proposées aux termes *système de production-transport d'électricité (BES)*, *système de protection*, *automatisme de réseau (RAS)*, *automatisme de réseau de type I*, *automatisme de réseau de type II* et *plan de défense (SPS)* doivent être adoptées en même temps afin que les normes puissent trouver application.

## **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-012-2 est nouvelle et ne vient remplacer aucune norme en vigueur.

### **3.2. Nouvelles définitions à ajouter au Glossaire :**

Afin de permettre l'application de la norme aux *ressources de production décentralisées* et conformément à la décision D-2018-149<sup>5</sup> de la Régie, le Coordonnateur propose l'ajout du terme *ressources de production décentralisées* à la pièce HQCF-2, document 3.

---

<sup>3</sup> Dossier R-3952-2015, D-2018-149, paragraphe 265, page 69, consulté le 21 novembre 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018\\_10\\_23.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf)

<sup>4</sup> La définition du terme *plan de défense* a été adoptée par la Régie dans sa décision D-2017-015 et est présentement définie au Glossaire.

<sup>5</sup> Dossier R-3952-2015, D-2018-149, paragraphe 60, page 20, consulté le 21 novembre 2018 sur le site internet : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018\\_10\\_23.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf)

### 3.3. Définitions à modifier au Glossaire :

La modification de la définition du *BES* est nécessaire afin d'assurer que les normes NERC puissent 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 « Applicabilité » des normes de la NERC. Cependant, cette définition ne trouve pas actuellement application au Québec.

De plus, la définition actuelle du terme *plan de défense* doit être utilisée pour remplacer la définition actuelle du terme *automatisme de réseau* afin de rendre ce dernier terme unique et cohérent avec les définitions de la NERC. La nouvelle définition du terme *plan de défense* renvoie au terme *automatisme de réseau*. Également, l'acronyme RAS doit être lié au terme *automatisme de réseau*.

Finalement, le Coordonnateur propose de clarifier la définition française du terme *système de protection* à la troisième puce; l'alimentation est en c.c. (courant continu) et non le poste. Ainsi, la proposition « à » remplace le « de » pour bien attribuer le courant continu à l'alimentation.

L'ensemble des modifications au Glossaire est présenté à la pièce HQCF-2, document 3.

## 4. Applicabilité

Fonctions visées :

- *Coordonnateur de la fiabilité (RC)*
- *Coordonnateur de la planification (PC)*
- *Entité propriétaire d'un automatisme de réseau (RAS) : propriétaire d'installation de transport (TO), propriétaire d'installation de production (GO) ou distributeur (DP) qui possède la totalité ou une partie d'un automatisme de réseau*

## 5. Dispositions particulières pour le Québec

La présente norme s'applique aux *automatismes de réseau (RAS)* protégeant le réseau *RTP*.

## 6. Dates d'entrée en vigueur et de mise en application de la norme proposées

Le Coordonnateur propose le 1<sup>er</sup> juillet 2019 comme date d'entrée en vigueur de la norme PRC-012-2 et de l'annexe au Québec.

Pour le Québec, le Coordonateur propose d'appliquer les mêmes intervalles de mise en application qu'au calendrier de mise en œuvre de la NERC<sup>6</sup> et applicable aux États-Unis.

Les exigences sont applicables selon le calendrier de mise en application suivants :

---

<sup>6</sup> *NERC Implementation Plan*, consulté le 10 août 2018 sur le site internet :  
[https://www.nerc.com/pa/Stand/Prict201005\\_3RmdialActnSchmsPhase3ofPrtctnSystmsDL/PRC-012-2\\_Implementation\\_Plan\\_clean\\_04182016\\_final.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Prict201005_3RmdialActnSchmsPhase3ofPrtctnSystmsDL/PRC-012-2_Implementation_Plan_clean_04182016_final.pdf)

## PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA NORME PRC-012-2

Exigence	Date de mise en application aux États-Unis	Date de mise en application proposée au Québec	Justification
E1, E2, E3, E5, E6 et E7	<ul style="list-style-type: none"> <li>1er janvier 2021</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1er janvier 2022</li> </ul>	Uniformisation des pratiques avec les territoires voisins tout en allouant un délai de mise en application raisonnable d'un an pour les entités visées au Québec.
E4	<ul style="list-style-type: none"> <li>1<sup>er</sup> janvier 2023 : exigence réalisée au moins une première fois.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1<sup>er</sup> janvier 2024 : exigence réalisée au moins une première fois.</li> </ul>	
E8	<ul style="list-style-type: none"> <li>1<sup>er</sup> janvier 2024 : exigence réalisée au moins une première fois pour les <i>automatismes de réseau</i> qui ne sont pas désignés comme étant à impact limité.</li> <li>1<sup>er</sup> janvier 2030 : exigence réalisée au moins une première fois pour les <i>automatismes de réseau</i> qui sont désignés comme étant à impact limité.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1<sup>er</sup> janvier 2025 : exigence réalisée au moins une première fois pour les <i>automatismes de réseau</i> qui ne sont pas désignés comme étant à impact limité.</li> <li>1<sup>er</sup> janvier 2031: exigence réalisée au moins une première fois pour les <i>automatismes de réseau</i> qui sont désignés comme étant à impact limité.</li> </ul>	
E9	<ul style="list-style-type: none"> <li>1<sup>er</sup> janvier 2021 : établir une base de données pour les <i>automatismes de réseau</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1<sup>er</sup> janvier 2022 : établir une base de données pour les <i>automatismes de réseau</i></li> </ul>	

## 7. Modifications à d'autres normes ou aux définitions du glossaire

La nouvelle norme PRC-012-2 n'impacte aucune norme existante au Québec. Elle n'introduit pas de nouvelles définitions. Cependant, les modifications au Glossaire faites dans le cadre de la norme PRC-005-6, notamment pour *système de production-transport d'électricité (BES)*, *système de protection*, *plan de défense*, *automatisme de réseau*, *automatisme de réseau de type I* et *automatisme de réseau de type II*, sont reflétées dans cette norme.

## 8. Évaluation préliminaire de l'impact

	Impacts		
	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		x	
Maintien de la norme		x	
Suivi de la conformité		x	



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

## 9. Évaluation finale de l'impact

Le Coordonnateur a reçu d'une seule entité l'estimation des impacts financiers pour la norme PRC-012-2. La principale entité propriétaire d'*automatismes de réseau*, soit HQT, n'a pas fourni d'estimation.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
RTA	0	1 000	Selon l'entité RTA : « <i>Suivi des modifications. RTA n'a pas de plan de défense<sup>7</sup> actuellement.</i> »
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>1 000</b>	

<sup>7</sup> Suite à ce projet, on parlera d'*automatisme de réseau*.