

## **Sommaire des commentaires reçus**



**Projet QC-2015-01**  
**Réponses aux commentaires reçus pendant la première période de consultation**

Septembre 2015

Ce document est une synthèse des commentaires présentés par les entités, tels qu'ils ont été reçus et dans la langue utilisée par celles-ci pendant la première période de consultation portant sur le projet QC-2015-01.

Document visé	Section visée	Commentaire	Entité	Réponse du coordonnateur de la fiabilité
FAC-003-3	E6	<p>L'expérience de RTA depuis plus de 15 ans démontre, sur les deux lignes 345 kV qui la concerne, que selon son programme de maîtrise de la végétation une inspection de contrôle aux trois ans est suffisante, considérant le type de végétation et la localisation nordique de ces lignes. Par conséquent RTA ne trouve pas raisonnable la fréquence annuelle imposée. La localisation de ces lignes n'est pas du tout dans le même contexte que la moyenne des lignes de l'Amérique du Nord tel que mentionné dans l'extrait ici-bas. La norme devrait laisser place à considérer les facteurs locaux et environnementaux qui pourraient justifier des inspections moins fréquentes au même titre que plus fréquentes comme ici-bas.</p> <p>Extrait de la justification de E6: "Cette exigence établit une fréquence minimum de contrôle de la végétation d'au moins une fois par année civile avec pas plus de 18 mois entre les inspections de la même emprise. Basé sur les taux de croissance moyens à travers l'Amérique du Nord et sur les pratiques courantes dans les services publics, cette fréquence minimale est raisonnable. Les propriétaires d'installation de transport doivent considérer les facteurs locaux et environnementaux qui pourraient justifier des inspections plus fréquentes."</p>	RTA	Le commentaire sera pris en considération.
MOD-025-2	E1, E2, E3	<p>Via l'exigence E13 de la norme TOP-002-2.1b, le TOP ou le BA (HQT au Québec) demande déjà des essais exhaustifs de vérification de capacité des groupes de production en puissance active et réactive dans sa procédure IQ-P-001.</p> <p>Par conséquent, il faudrait un arrimage entre la MOD-025-2 et la procédure IQ-P-001 afin qu'il n'y ait pas doublage des essais ou des demandes. À ce jour la procédure IQ-P-001 semble plus exigeante que la norme MOD-025-2 et diffère dans la méthodologie d'essai. Il semble même raisonnable de se demander si l'exigence E13 de la TOP-002-2.1b ne devrait pas être éliminée suivant l'adoption de la MOD-025-2.</p>	RTA	<p>La procédure IQ-P-001 sera révisée d'ici l'entrée en vigueur de la norme MOD-025-2.</p> <p>Par ailleurs, lors de la refonte des normes de la famille TOP, la NERC a remplacé l'exigence E13 par l'exigence E2 de la TOP-001-3 et par les exigences E2 et E5 de la TOP-003-3. Ces normes seront proposées dans un futur projet de consultation publique.</p>
MOD-026-1	R3 (first bullet)	<p>The first bullet requires GOs to provide written response to TP if notified by the TP that the model is not usable as per criteria specified in R6</p> <p>It is not clear what is GO supposed to do or comment on in such case (the response could simply be: "We are sorry but the model was usable in our software").</p> <p>GOs (or a consultant) would most likely use off-the-shelf power system analysis software different from the TP's software. In addition, GO (or a consultant) would not be able to model the power system to the level of detail implemented in the TPs power system analysis software.</p> <p>GOs cannot and should not be held accountable for performance of TPs' power system models and simulation software.</p> <p>If the GO submits documentation in accordance with R2, and in particular with R2.1.1 verifying that the model response matches the actual unit response, the GO's compliance obligations should be fulfilled.</p>	TransCanada	Les données de modélisation font partie des exigences de raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec. Le GO doit fournir des données jugées acceptables par le TP (E2.1).

MOD-026-1	R6	This requirement appears redundant as discussed in the third comment. There is no point for TP to inform GO that the TP's model is not useable.	TransCanada	Voir la réponse pour l'exigence E3.
MOD-027-1	R3 (first bullet)	Similar to the comment above.	TransCanada	Voir la réponse pour l'exigence E3.
MOD-027-1	R5	Similar to comment above.	TransCanada	Voir la réponse pour l'exigence E3.
MOD-032-1	Générale	Contrairement à la MOD-013, cette norme ne mentionne pas l'année de mise en service des alternateurs comme élément déclencheur pour la fourniture des caractéristiques mesurées de ces derniers. Ceci pourrait nous obliger de faire des essais sur de vieux groupes.  Une précision devrait être apportée à la norme MOD-032-1 (ou à son annexe Québec), afin de stipuler que les données exigées par le Coordonnateur de la planification ne peuvent viser que les installations construites ou réfectionnées après 1990, comme la MOD-013-1 le prévoit actuellement.	HQP	L'élimination de l'année de mise en service de l'équipement répond à une ordonnance de la FERC (Ordonnance 693. Paragraphe 1197).
PRC-005-2	Général	Pour le NERC, c'est la PRC-005-3(i) qui est en vigueur. Quel est l'impact?	HQP	La PRC-005-3(i) entrera en vigueur aux États-Unis le 1 <sup>er</sup> avril 2016, c'est la version PRC-005-2(i) qui est présentement en vigueur. La plus récente version approuvée par la FERC sera proposée dans le futur projet QC-2015-03.
PRC-005-2	Annexe A	Les encadrés en bleu pour les définitions "segment" et "événements dénombrables" sont incomplets	HQP	Le Coordonnateur apportera la correction à la section mentionnée.
PRC-005-2	Annexe QC-PRC-005-2 A.3	Inscrire directement dans l'objet de l'Annexe Québec que c'est le réseau BULK qui est couvert.	HQP	Une disposition particulière indique déjà que la norme s'applique seulement aux installations du réseau « Bulk » (section Applicabilité de l'annexe Québec).
PRC-006-NPCC-1	Applicabilité	La norme PRC-006-1 en consultation dans le dossier QC-2012-01 s'applique aux Propriétaires d'installations de transport et aux distributeurs désignés par le Coordonnateur de la planification. Jusqu'à maintenant RTA n'a jamais été désigné par le Coordonnateur de la planification. Maintenant, la norme PRC-006_NPCC-1 vient assujettir tous les distributeurs et propriétaires d'installations de transport sans distinction. Une disposition particulière devrait être ajoutée à l'annexe Québec afin de respecter le champs d'application de la norme de la NERC PRC-006-1. De plus, si RTA doit déléster ces charges (Aluminerie) cela est contraire aux ententes passées et actuelles entre RTA et HQ, et pourrait entraîner des coûts et pertes de plusieurs centaines de millions de \$. Les charges de RTA sont très fragiles aux arrêts non planifiés.	RTA	Seule Hydro Québec TransÉnergie possède des équipements faisant partie d'un programme de délestage en sous-fréquence. Aucune autre entité n'est visée par un tel programme. Le Coordonnateur ajoutera une disposition particulière à l'annexe Québec afin de préciser l'applicabilité de la norme.
PRC-019-1	Général	Pour le NERC, c'est la version 2 qui est en vigueur. Quel est l'impact?	HQ	La plus récente version approuvée par la FERC sera proposée dans un futur projet de consultation publique.
PRC-019-1	E1 et E2	L'exigence E1 précise que la coordination doit être réalisée à intervalles d'au plus cinq années civiles tandis que la révision des réglages et l'entretien des équipements se font aux six ans selon la norme PRC-005, Tableaux 1-1 à 1-5, Tableau 2 et Tableau 3.  Il serait opportun d'arrimer les deux intervalles de temps pour coordonner le travail et éviter de maintenir deux listes de travaux.	HQP	Ce commentaire a été porté à l'équipe de rédaction de la NERC. L'équipe de rédaction a rejeté le commentaire et a indiqué qu'elle considérait que cinq ans était un intervalle plus approprié pour la coordination, car le GO doit vérifier cette coordination avant d'effectuer le travail. De plus, la FERC a approuvé la norme avec un intervalle de cinq années.

PRC-023-3	4.1.2	This standard should not be applicable to GOs. All Protection Systems owned by GOs that are susceptible to overloading are covered by PRC-025-1.  Protection Systems associated with circuits defined in 4.2.1 (4.2.1.1 and 4.2.1.4 to be specific) would never be owned by GOs under any actual ownership arrangement implemented in practice.	TransCanada	La norme s'applique aux propriétaires d'installation de production ayant un ou des systèmes de protection de phase sensible à la charge tel que décrit à l'annexe A.
PRC-023-3	4.2.1	Subsections 4.2.1.2, 4.2.1.3, 4.2.1.5 and 4.2.1.6 are redundant and may be confusing. Their content is captured clearly and succinctly in 4.2.2.  These subsections should be removed (or grayed out).	TransCanada	Les sous-sections mentionnées apportent des précisions nécessaires pour l'établissement de la portée de la norme. Le Coordonnateur n'intégrera pas les modifications proposées.
PRC-024-1	Général	Pour le NERC, c'est la version 2 qui est en vigueur. Quel est l'impact?	HQP	La plus récente version approuvée par la FERC sera proposée dans un futur projet de consultation publique.
PRC-024-1	Section 1	On devrait lire "fonctionnement des systèmes de protection de groupe de production" au lieu de "fonctionnement des systèmes de production de groupe de production"	HQP	Le Coordonnateur apportera la correction à la section mentionnée.
PRC-025-1	Annexe 1	On devrait lire "qu'ils n'opèrent pas et ne se déclenchent pas" au lieu de "qu'ils n'opèrent pas se déclenchent pas"	HQP	Le Coordonnateur apportera la correction à la section mentionnée.
INT-004-3	E1, E2	I realize that there aren't currently any reliability standards in Quebec applicable to PSEs, but I am wondering what Quebec plans to do regarding the recent approval by FERC to eliminate the functional category of Purchasing-Selling Entities from the NERC compliance registry and related compliance obligations. The reliability regions in the US have begun the deactivation / deregistration process – see attached example from MRO. I am interested to know whether Quebec has considered how it intends to implement these changes and the timeline involved.	Shell Energy	Le Coordonnateur a récemment déposé une demande (R-3936-2015) visant à retirer les fonctions de négociant (PSE) et de responsable des échanges (IA).