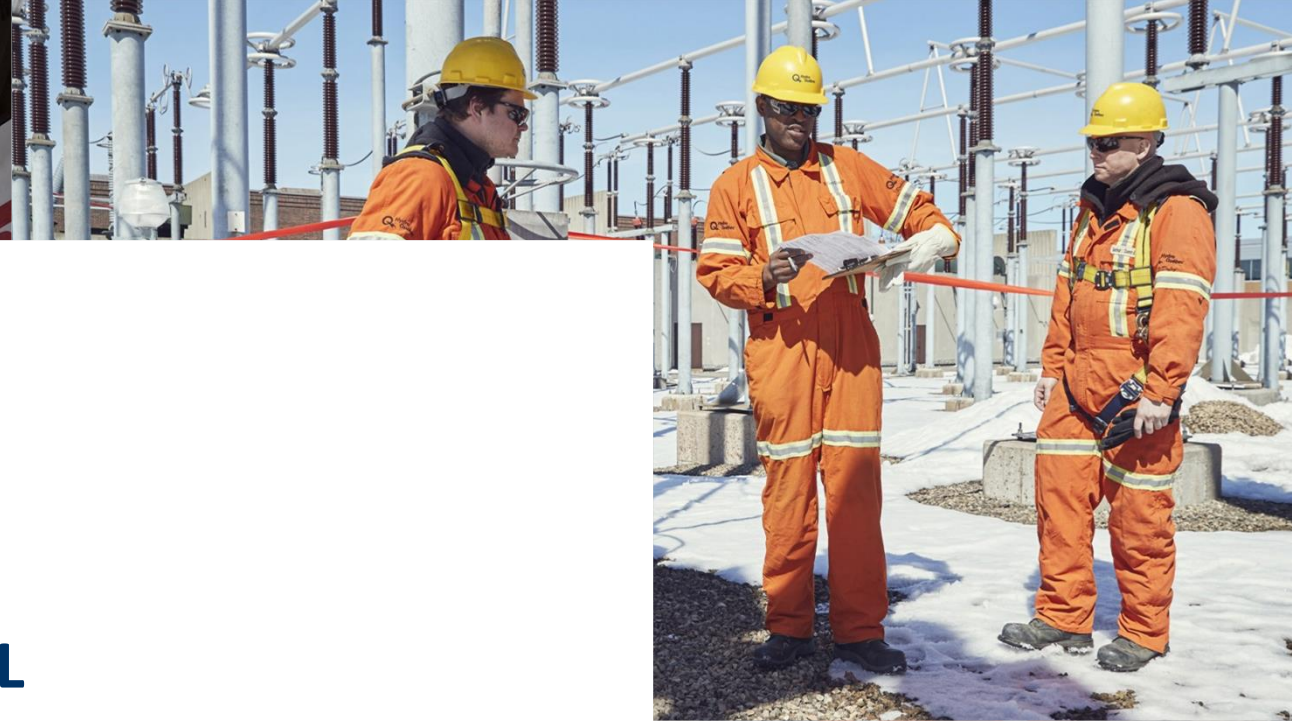




## ATELIER DE TRAVAIL

# Mise en place du régime obligatoire des normes de fiabilité de la NERC au Québec

Coordonnateur de la fiabilité, 19 juin 2018



Rôle du Coordonnateur de la fiabilité et présentation du processus de dépôt de normes

# Qui est le Coordonnateur de la fiabilité?

## Désignation du Coordonnateur:

- (85.5 LRE) «La Régie désigne, aux conditions qu'elle détermine, le coordonnateur de la fiabilité au Québec. »
- Décision D-2017-033: « La Régie de l'énergie désigne provisoirement la direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité à titre de Coordonnateur de la fiabilité au Québec »

## Condition:

- Décision D-2011-132: « La Régie de l'énergie approuve le texte modifié du Code de conduite du coordonnateur de la fiabilité »

# Qui est le Coordonnateur de la fiabilité? (suite)

## Différence entre HQ TransÉnergie et le Coordonnateur de la fiabilité:

- HQ TransÉnergie:
  - remplit les fonctions de TO, TP, TSP, PA et DP
  - soumis au Code de conduite du Transporteur
- Coordonnateur de la fiabilité:
  - direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau (au sein d' HQ TransÉnergie) remplit les fonctions de RC, BA et TOP
  - soumis également au Code de conduite du Coordonnateur

# Quelles sont les responsabilités du Coordonnateur?

– (85.6 LRE) «Le coordonnateur de la fiabilité doit déposer à la Régie:

- 1° les normes de fiabilité proposées par un organisme ayant conclu l'entente visée à l'article 85.4 ainsi que toute variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire;
- 2° une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;
- 3° l'identification de toute entité visée à l'article 85.3.»

# Quelles sont les responsabilités du Coordonnateur? (suite)

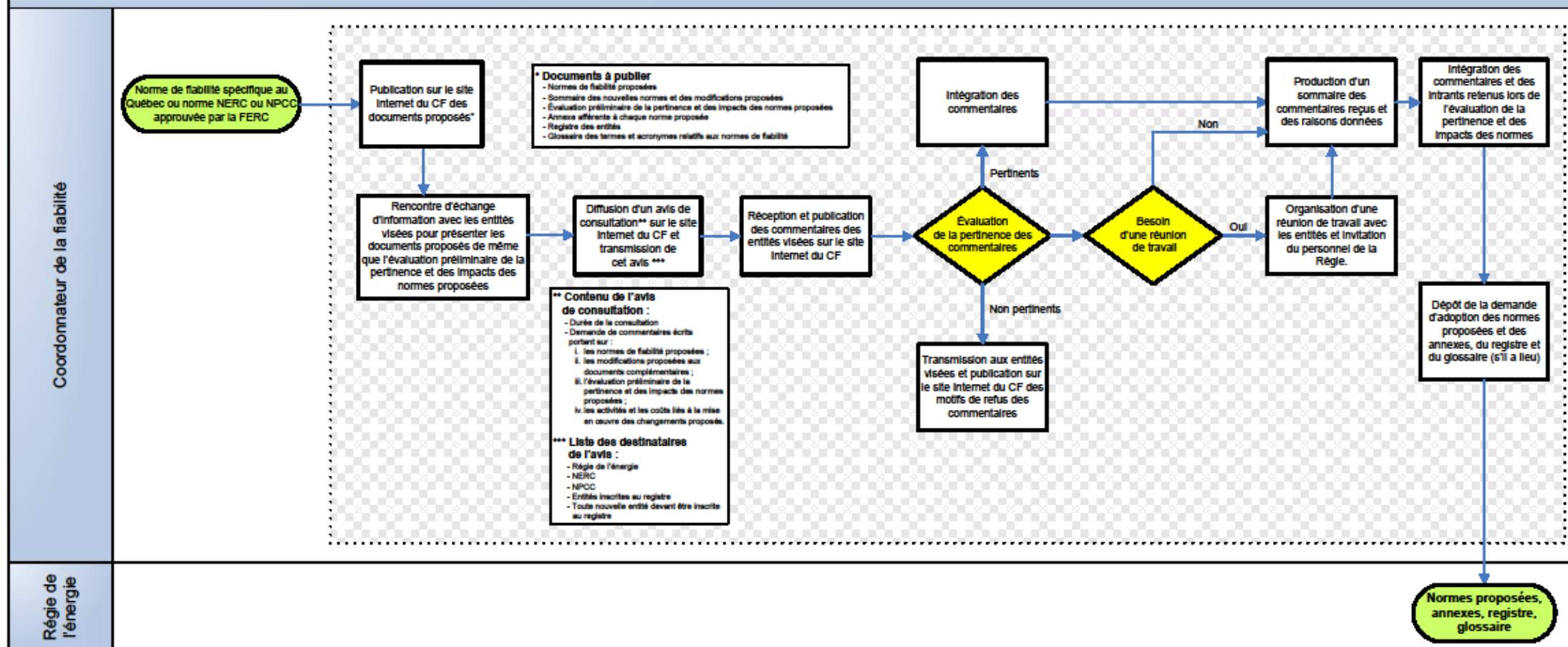
- (85.8 LRE) «Le coordonnateur de la fiabilité soumet à la Régie un guide faisant état de critères à prendre en considération dans la détermination d'une sanction, en cas de contravention à une norme de fiabilité.
- (85.13 LRE) «Le coordonnateur de la fiabilité:
  - 1° doit déposer à la Régie, pour approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie;
  - 2° remplit les fonctions qui lui sont dévolues en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;
  - 3° peut, en vertu d'une norme adoptée par la Régie, donner des directives d'exploitation. »

# Processus de dépôt des normes

## **Processus de dépôt de normes conforme à la décision D-2011-139**

- « La Régie de l'énergie approuve le Processus de consultation préalable au dépôt des normes de fiabilité tel que décrit à l'annexe jointe à la présente décision et demande au Coordonnateur de l'appliquer pour toutes normes de fiabilité à soumettre à la Régie »

Processus de consultation préalable au dépôt des normes de fiabilité et documents connexes



**Légende :**

CF Coordonnateur de la fiabilité  
 FERC Federal Energy Regulatory Commission  
 NERC North American Electric Reliability Corporation  
 NPCC Northeast Power Coordinating Council  
 « Processus de consultation préalable au dépôt des normes de fiabilité pour adoption par la Régie » approuvé par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2011-139

# Processus de dépôt des normes (suite)

## **Défis du processus actuel:**

- Difficulté à bien recenser tous les impacts et la pertinence des normes auprès des entités visées.
- Faible participation des entités visées et peu de commentaires.

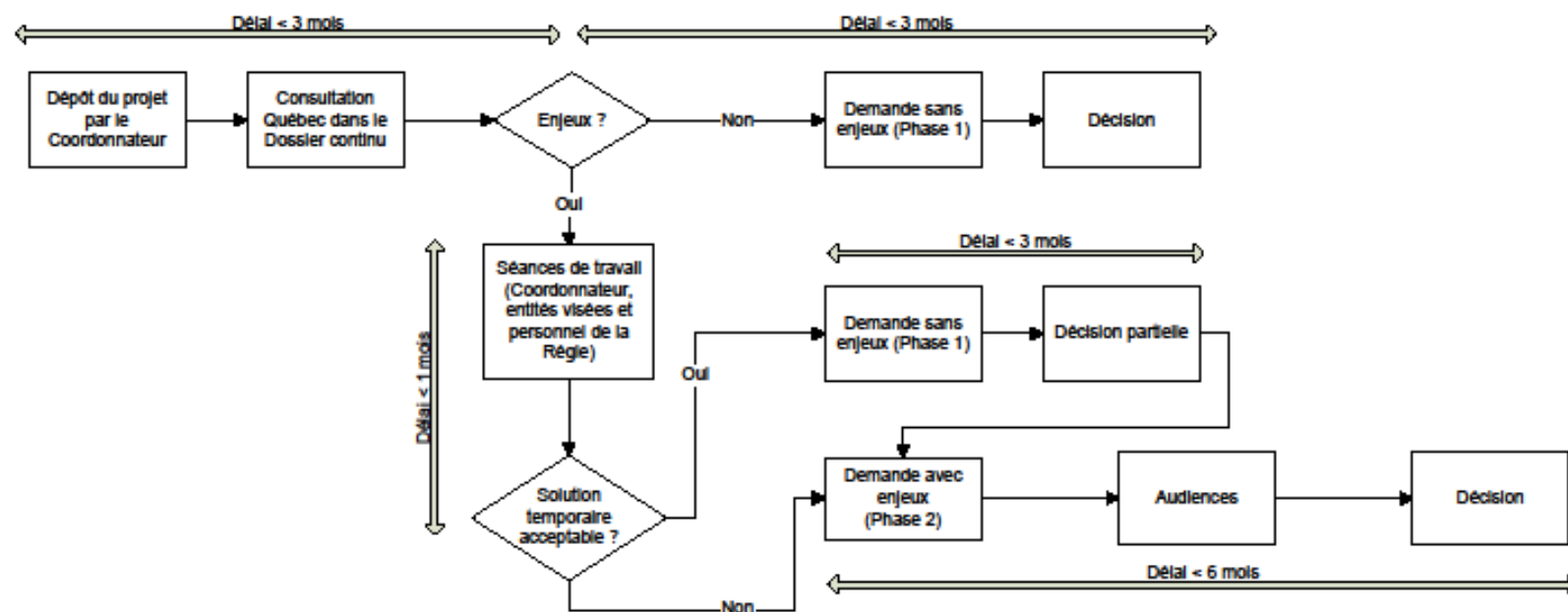
# Processus de dépôt des normes (suite)

## **Proposition de modifications au processus actuel dans le cadre du dossier R-3996-2016:**

- Dépôt à la Régie de l'énergie des normes pour adoption avec les documents de support (sans consultations publiques).
- Convocation par la Régie de séances de travail afin de discuter de la pertinence et de l'impact des normes proposées, suite à l'avis de dépôt publié par la Coordonnateur

**Le dossier R-3996-2016 vise la désignation du Coordonnateur pour refléter les changements administratifs**

**Exemple d'un processus possible  
d'adoption de normes dans le cadre d'un  
dossier continu**



# Processus de dépôt des normes (suite)

## **Avantages des modifications au processus actuel:**

- Possibilité d'identifier, traiter et résoudre les enjeux sans ralentir l'adoption de normes.
- Plus grande participation avec un groupe de travail permettant l'échange d'information, la compréhension de la portée des normes ainsi que de cerner et traiter les enjeux.

# Processus de dépôt des normes (suite)

- Poursuite du dossier R-3996-2016 dans l'objectif d'améliorer le processus d'adoption de normes.
- Ouvert à des suggestions pour augmenter la participation des entités visées pour l'adoption des normes.

# Présentation du site internet du Coordonnateur

<http://www.hydroquebec.com/coordonnateur-fiabilite/>

# Activités à la NERC - Projets

# Rôle de la NERC

- La Régie de l'énergie a mandaté la NERC pour développer des normes de fiabilité applicable au Québec (entente 2009)
- La NERC est un groupe formé de représentants de l'industrie qui gère le processus de développement de normes de fiabilité en Amérique du Nord.
- Les filiales principales d'Hydro-Québec sont membres. Certains employés d'Hydro-Québec font partis de comités de la NERC.
- Le Coordonnateur fait un suivi actif des développements à la NERC.

# Développement de normes à la NERC

## **Normes récemment approuvées par la FERC**

- PER-006-1, PRC-027-1

## **Normes devant la FERC**

- CIP-005-6, CIP-010-3, CIP-013-1, MOD-001-2, PER-003-2, TPL-007-2

## **Normes en développement à la NERC**

- FAC-010, FAC-011, FAC-014;
- TPL-001-5; PRC-025-2; BAL-003-1.1; BAL-002-3;
- La famille CIP y compris la norme CIP-012-1;
- PER-003 and PER-004;
- TPL-007-2-Canada.

# Grands projets à la NERC

## « Standards efficiency review »

- Projet impliquant des ressources à travers l'industrie qui passe en revue toutes les normes et leurs exigences afin de réduire le nombre d'exigences dans les normes de fiabilité tout en conservant la protection de la fiabilité

## « Standards alignment »

- Correction et mise à jour de la terminologie utilisé dans les normes
- Retrait de la fonction LSE

# Révision des risques de la FERC

## **Ordonnance de la FERC relatif aux risques**

- Échanges importants d'information entre les entités, la NERC et la FERC aux États-Unis sur les risques au système d'électricité
- Nous assurons le suivi de cette discussion pour voir ce qui en ressortira

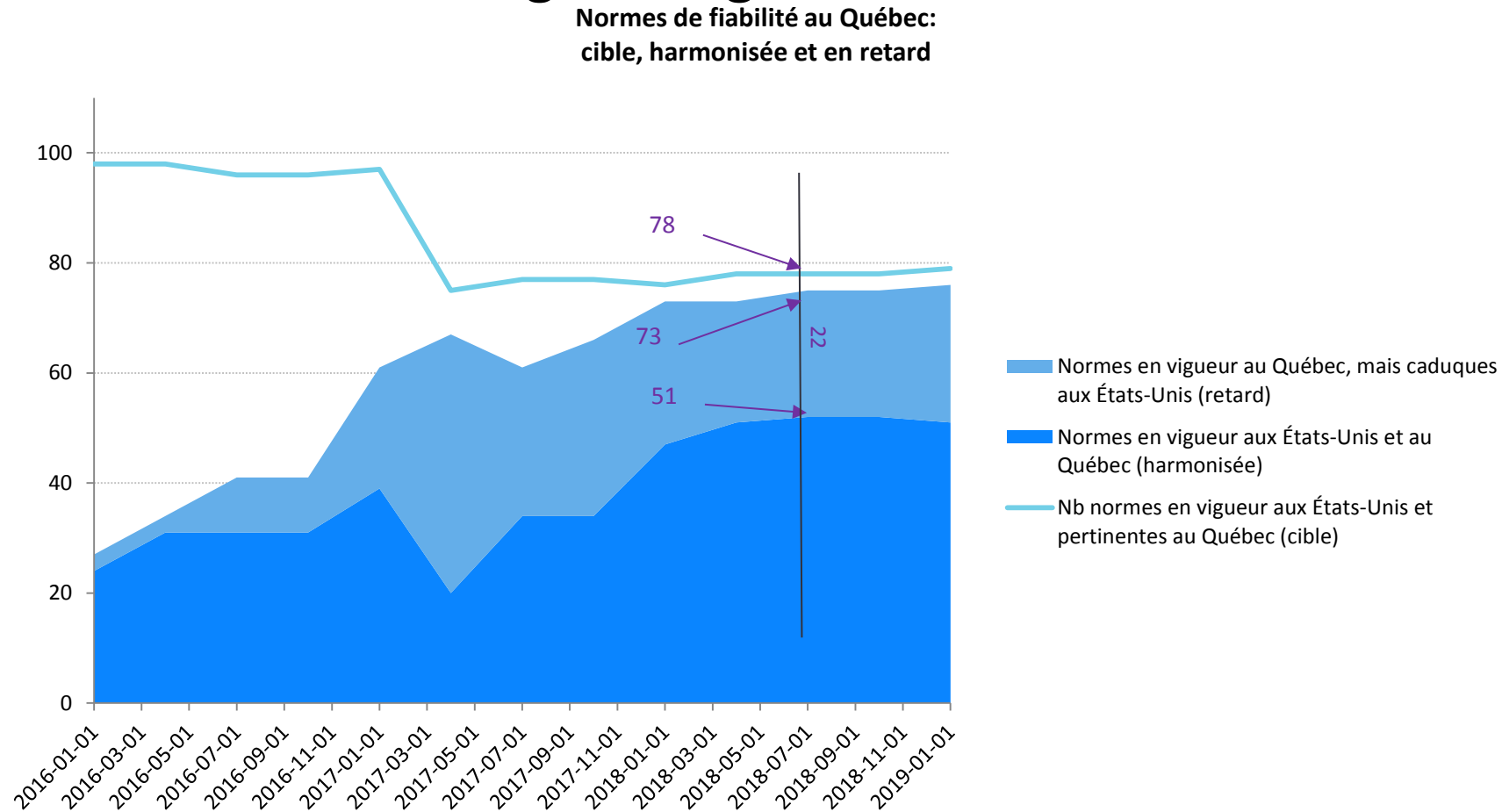
# Soumission de données « GADS »

- Generation availability data system (GADS) – programme de la NERC pour compiler des données de performance des producteurs par trimestre
- Obligatoire au États-Unis, mais à ce jour, volontaire au Québec
- Un soumissionnaire peut accéder aux données sans identificateur afin de comparer sa performance à ses comparables.
- Pour plus d'information
  - Éolien - [gadswind@nerc.net](mailto:gadswind@nerc.net)
  - Autre producteur - [gads@nerc.net](mailto:gads@nerc.net).

Futures normes à déposer pour adoption

# Approche actuelle pour dépôt de normes

– Objectif d’harmoniser le régime réglementaire avec les territoires voisins



# Approche actuelle pour dépôt de normes (suite)

- Regroupement des normes à déposer dans un dossier à la Régie pour adoption par projet à la NERC, thème, enjeu, dépendance, etc.
- Plusieurs projets de dépôt de normes en deuxième moitié de 2018, dont un d'envergure débuté en 2017

# Projets de dépôt de norme pour 2018

## **Normes prévus pour cet été:**

- CIP-002-5.1a et CIP-003-7 – consultation publique terminée hier, dépôt fin juin avec une évaluation demandée par la Régie dans la décision D-2017-031
- Projet RAS – Dispersed - 12 normes, y compris PRC-005-6 et PRC-012-2– objectif cet été pour la phase 2 de la consultation publique puis le dépôt à la Régie

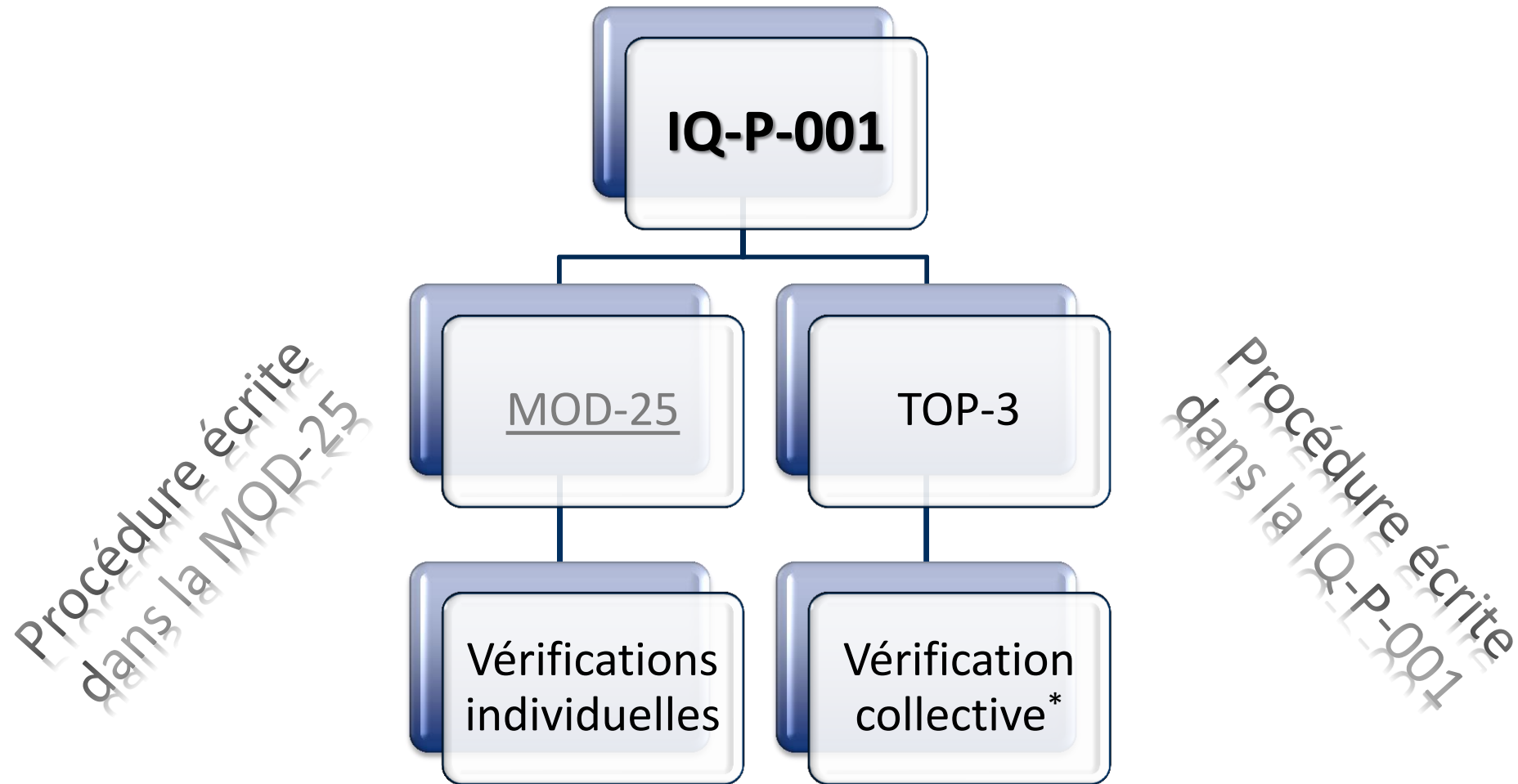
# Projets de dépôt de norme pour 2018 (suite)

## **Normes prévues pour cet automne et hiver:**

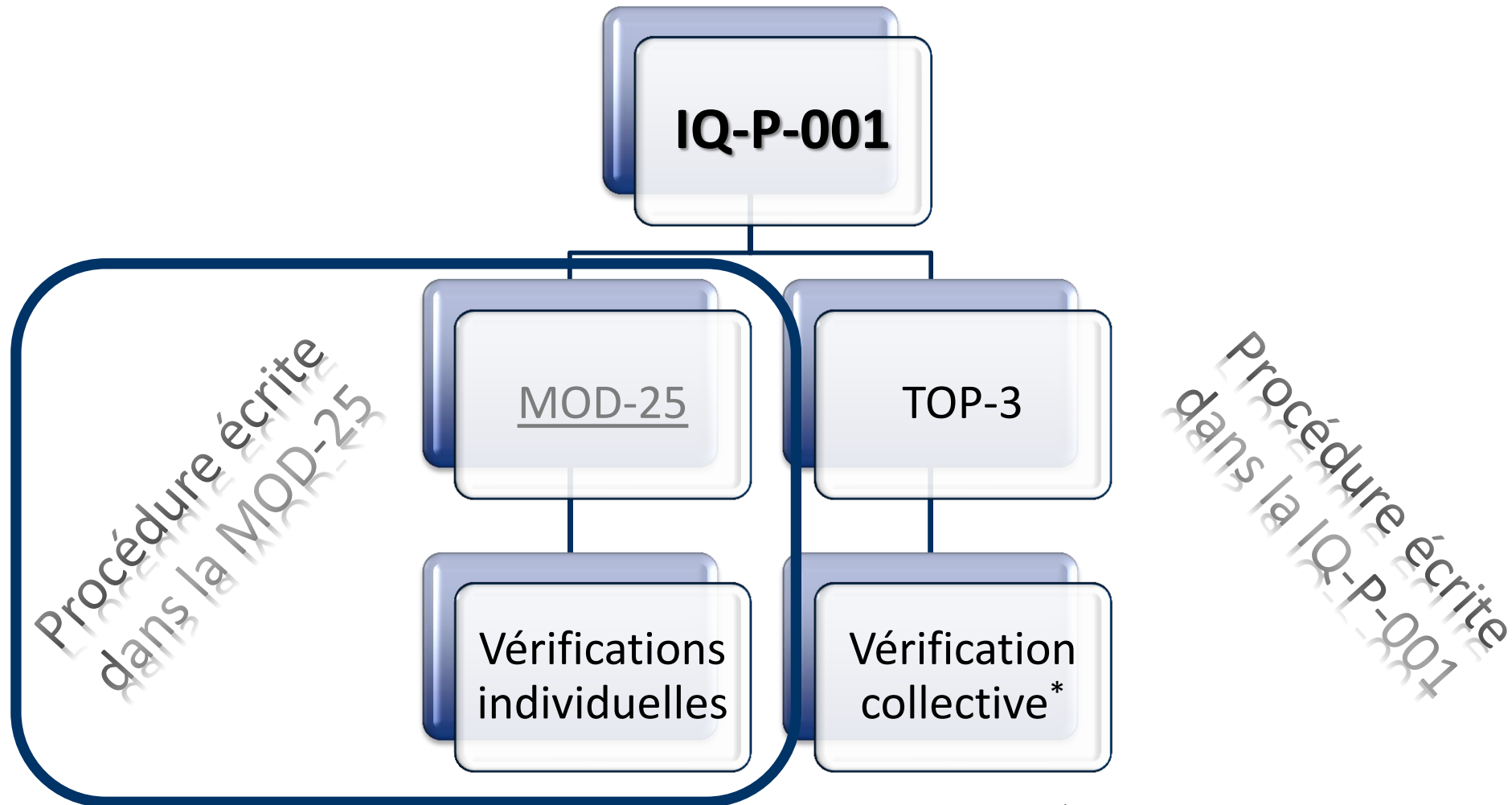
- Norme FAC-003-4
- Groupe de normes FAC-001-3, COM-001-3, BAL-002-2(i) et BAL-005-1
- Retrait des normes BAL-004 et BAL-006
- Groupe de normes TOP-001-4, IRO-005-2, TOP-010-1(i) et IRO-018-1(i)
- Groupe de normes EOP-005-3, EOP-006-3 et EOP-008-2

Approche pour la mise en œuvre de MOD-025

# IP-Q-001



# IP-Q-001



# Introduction (MOD25-2)

## Object

- Donner l'assurance que l'information juste soit disponible aux fins des modèles de planification qui servent à évaluer la fiabilité du réseau de transport principal (RTP)

## Applicabilité

- Entités fonctionnelles : GO & TO → TP
- Installations visées:
  - Groupe de production faisant partie du réseau de transport principal (RTP).
  - Compensateur synchrone faisant partie du réseau de transport principal (RTP).
  - Centrale ou installation de production faisant partie du réseau de transport principal (RTP).

# Introduction (MOD25-2) - suite

## Date de mise en application<sup>+</sup> (effet rétroactif)\*

- Au moins **40 %** des installations visées : 1<sup>er</sup> janvier 2018;
- Au moins **60 %** des installations visées : 1<sup>er</sup> octobre 2018;
- Au moins **80 %** des installations visées : 1<sup>er</sup> janvier 2019; et
- **100 %** des installations visées : 1<sup>er</sup> janvier 2020.

<sup>+</sup>Interprétation de la NERC pour les dates de mise en application: « Wind Farm Verification - If an entity has two wind sites, and verification of one site is complete, the entity is 50% complete regardless of the number of turbines at each site. A wind site is a group of wind turbines connected at a common point of interconnection or utilizing a common aggregate control system. »

<sup>\*</sup>Interprétation de la Régie de l'énergie concernant la rétroactivité de la mise en application: « La norme MOD-025-2 est en vigueur au Québec depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2017. Elle prévoit, au 1<sup>er</sup> janvier 2018, une application à au moins 40 % des installations visées des centrales raccordées au réseau de transport principal (RTP) et à au moins 15 % des installations des centrales non raccordées au RTP. À cette fin une vérification par essai de performance doit être effectuée au cours des 66 mois civils précédant le 1<sup>er</sup> janvier 2018. »

# Exigences (MOD25-2)

## E1 / E2

- Le propriétaire d'installation de production (GO) doit fournir à son planificateur de réseau de transport (TP) une vérification de la capacité de puissance, active et réactive, de ses installations visées.
  - Vérifier la capacité de puissance de ses groupes de production conformément à l'annexe 1; et
  - Soumettre une copie de l'annexe 2 à son planificateur de réseau de transport (TP) dans un délai de **90 jours civils** suivant la date de consignation des données d'un **essai de performance** ou la date à laquelle les **données historiques d'exploitation** sont sélectionnées pour vérification.

# Mesures (MOD25-2)

## M1 / M2

- Le propriétaire d'installation de production (GO) doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a effectué **la vérification** et doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a **transmis cette information** à son planificateur de réseau de transport (TP) dans le délai de 90 jours en conformité à l'exigence E1 & E2.

# Annexe 1 (MOD25-2)

## Période des vérifications

- Essai de performance<sup>1</sup> & Données d'exploitation<sup>2</sup>
  - Tous les cinq (5) ans - 66 mois civils entre les vérifications; ou
  - Délai de 12 mois civils après le constat d'un changement qui modifie la capacité de puissance de plus de 10 % tant active que réactive.

<sup>1</sup> La première vérification ou la mise en service ou d'un arrêt prolongé de plus de cinq (5) ans de chaque installation visée sous la présente norme doit être une vérification par essai de performance. L'interprétation a été faite par la NERC lors des réponses aux commentaires du projet 2007-09 datant d'[avril 2012](#) et d'[octobre 2012](#).

<sup>2</sup> Si des données sont obtenues à des dates différentes, désigner la date la plus récente comme la date de vérification.

# Annexe 1 (MOD25-2) - suite

## Période des vérifications - Notifications

- Les essais de puissance active doivent être **de préférence** en même temps que les essais de puissance réactive à pleine charge. Pour les compensateurs, seul les vérifications de puissance réactive doivent être effectuées.
- Si la capacité de puissance réactive est vérifiée par essai, celui-ci doit être planifié à un moment propice à bien démontrer sa capacité de puissance réactive et pendant que l'exploitant de réseau de transport (TOP) prend les précautions nécessaires pour maintenir la tension à la valeur programmée ou dans une marge de tolérance acceptable.

# Annexe 1 (MOD25-2) - suite

## Modalités de vérification des installations visées

### 1. Cueillettes de données :

- Groupe de production faisant partie du réseau de transport principal (RTP) :
  - $\leq 20$  MVA : Vérification individuelle ou collective; ou
  - $> 20$  MVA : Vérification individuelle.
- Compensateur synchrone faisant partie du réseau de transport principal (RTP):  
Vérification individuelle

# Annexe 1 (MOD25-2) - suite

## **Modalités de vérification des installations visées - suite**

2. Procéder à la vérification en faisant en sorte que :

- Tous les équipements auxiliaires soient en service; et
- Le régulateur automatique de tension soit en service.

Il est à noter que :

- Les données d'exploitation d'une période de deux ans avant la date de vérification sont acceptables sous certaines prescriptions; et
- Un essai est obligatoire si l'essai antérieur avait fait l'objet de restrictions excessives par des limitations inhabituelles de production ou d'équipement.

# Annexe 1 (MOD25-2) - suite

## Modalités de vérification des installations visées - suite

3. Consigner les données suivantes aux fins des vérifications prescrites ci-dessus :
  - Valeur des capacités de production de puissance active et réactive brute;
  - La tension programmée fournie par l'exploitant de réseau de transport (TOP);
  - Les tensions BT et HT du transformateur élévateur ou du ou des transformateurs de raccordement réseau. Si une seule de ces valeurs est mesurée, l'autre peut être calculée.
  - Les conditions ambiantes;
  - Etc.

# Annexe 1 (MOD25-2) - suite

## **Modalités de vérification des installations visées - suite**

4. Établir un schéma unifilaire simplifié.
5. Établir, à la demande du planificateur de réseau de transport (TP), la corrélation entre les conditions de l'essai et la puissance générée du groupe de production pour différentes conditions. Ajuster les valeurs obtenues aux conditions ambiantes spécifiées et les soumettre dans un délai spécifique.

# Annexe 2

Raison sociale :

Centrale :

Déclaré par (nom) :

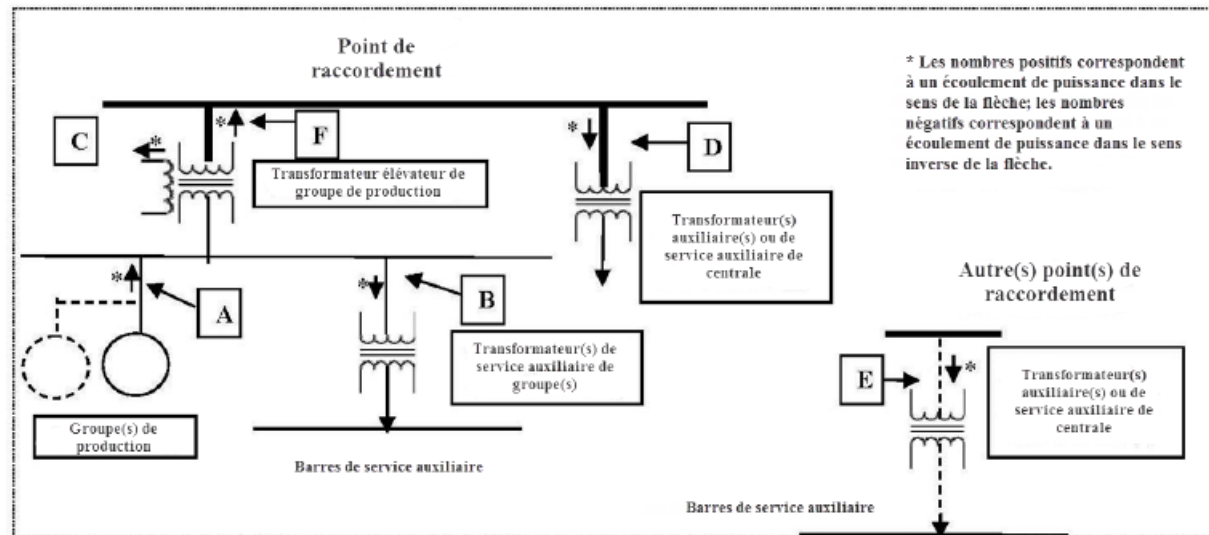
N° de groupe :

Date de déclaration :

Cocher tous les éléments pertinents :

- ☐ Vérification de la puissance réactive à pleine charge en surexcitation
- ☐ Vérification de la puissance réactive à pleine charge en sous-excitation
- ☐ Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en surexcitation
- ☐ Vérification de la puissance réactive à la charge minimale en sous-excitation
- ☐ Vérification de la puissance active
- ☐ Données d'essai de performance
- ☐ Données d'exploitation

Schéma unifilaire simplifié indiquant les raccordements aux charges auxiliaires et les données de vérification :



# Annexe 2 (MOD25-2) - suite

Point	Tension	Puissance active	Puissance réactive	Commentaires
A	kV	MW	Mvar	Additionner les groupes de production multiples qui sont vérifiés ensemble ou qui font partie d'un même ensemble. Déclarer les valeurs des groupes individuels séparément si les mesures de vérification ont été faites au groupe individuel. Des valeurs individuelles sont exigées pour les groupes de production et les compensateurs synchrones de plus de 20 MVA.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
B	kV	MW	Mvar	Additionner les transformateurs de service auxiliaire de groupe multiples.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
C	kV	MW	Mvar	Additionner les charges tertiaires multiples, le cas échéant.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
D	kV	MW	Mvar	Additionner les transformateurs auxiliaires ou de service auxiliaire de poste.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				
E	kV	MW	Mvar	S'il y a plusieurs points de raccordement, les décrire afin de permettre une modélisation exacte; déclarer les points individuellement (Additionner les transformateurs auxiliaires multiples).
F	kV	MW	Mvar	Capacité nette des équipements.
Indiquer s'il s'agit de valeurs calculées, le cas échéant :				

# Annexe 2 (MOD25-2) - suite

## Données de vérification

Fournir les données par équipement ou par *installation*, s'il y a lieu.

Type de données	Données consignées	Dernière vérification (données antérieures; ne rien inscrire pour la vérification initiale)
Capacité de puissance réactive brute (en Mvar*)		
Puissance réactive des auxiliaires (en Mvar*)		
Capacité de puissance réactive nette (en Mvar*) égale la capacité de puissance réactive brute (en Mvar*) moins la puissance réactive des auxiliaires à la même barre (en Mvar*) et moins la puissance réactive du tertiaire connecté à la même barre (en Mvar*)		
Capacité de puissance active brute (en MW*)		
Puissance active des auxiliaires (en MW*)		
Capacité de puissance active nette (en MW*) égale la capacité de puissance active brute (en MW*) moins la puissance active des auxiliaires à la même barre (en MW*) et moins la puissance active du tertiaire connecté à la même barre (en MW*)		
* Note : Inscrire les valeurs à la fin de la période de vérification.		
Pertes dans le transformateur élévateur de groupe de production (nécessaire seulement si les mesures de vérification sont faites sur le côté haute tension du transformateur du groupe de production) (en Mvar)		

## Sommaire de vérification

- Date de la vérification \_\_\_\_\_, Heure de début de la vérification \_\_\_\_\_, Heure de fin de la vérification \_\_\_\_\_
- Tension programmée \_\_\_\_\_
- Rapport de transformation : Transf. élévateur de groupe \_\_\_\_\_ Serv. aux. de groupe \_\_\_\_\_ Serv. aux. de poste \_\_\_\_\_ Serv. aux., autre \_\_\_\_\_
- Réglages de prises de transformateur : Transf. élévateur du groupe \_\_\_\_\_ Serv. aux. de groupe \_\_\_\_\_ Serv. aux. de poste \_\_\_\_\_ Serv. aux., autre \_\_\_\_\_  
Conditions ambiantes à la fin de la période de vérification :  
Température de l'air : \_\_\_\_\_  
Humidité relative : \_\_\_\_\_  
Température de l'eau de refroidissement : \_\_\_\_\_  
Autres données, selon le cas : \_\_\_\_\_
- Pression d'hydrogène du groupe de production pendant l'essai (le cas échéant) : \_\_\_\_\_

Date à laquelle les données de la colonne « Dernière vérification » du tableau ci-dessus ont été consignées : \_\_\_\_\_

## Remarques :

Note : Si la valeur de vérification n'a pas atteint la courbe de capacité thermique (courbe en D), donner la raison.

Suggestions et commentaires

# Réponses aux questions de l'AQPER

## 1. Commentaires généraux :

### 1.1. FAQ

Il est important de prendre connaissance des FAQ sur le site web de la Régie et du Coordonnateur de la fiabilité

[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/FAQ\\_01fev2016.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/FAQ_01fev2016.pdf)

<http://www.hydroquebec.com/coordonnateur-fiabilite/faq.html>

À noter que le document sur le site de la Régie n'a pas été modifié depuis février 2016, ce qui est une éternité quand on considère l'étendue des normes NERC au Québec à cette époque.

Le Coordonnateur examine régulièrement les commentaires et questions soumises par les entités de manière à mettre à jour la section FAQ de son site internet en identifiant les réponses qui pourraient être utiles à toutes les entités visées. Le Coordonnateur envoie également un courriel aux entités visées pour les informer des mises à jour.

Cette question a été également transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.2. Question posée par une entité visée (EV)

Il a été constaté que plusieurs questions qui ont été posées par une EV et ont été répondues à l'ensemble des EV par le Coordonnateur par courriel. Nous sommes en accord avec cette façon de faire. Il serait peut-être plus approprié de mettre l'ensemble des questions et réponses dans un document FAQ sur le site web de la Régie ou du Coordonnateur pour un meilleur suivi des questions, nous avons constaté que nous avons tous individuellement posé certaines questions.

Le Coordonnateur publie les réponses aux questions et aux commentaires sur son site internet et fait un suivi par courriel avec les entités visées lorsque ceux-ci sont d'intérêt général (en se basant sur le fait différentes entités posent la même question ou en évaluant la pertinence pour les autres entités visées). Le Coordonnateur invite aussi les entités visées à identifier les questions qui pourraient être d'intérêt général de manière à ce qu'elles puissent être partagées. Cependant, certaines questions posées sont spécifiques à des entités. Pour celles-ci, le Coordonnateur ne contacte que l'entité visée pour y répondre.

Cette question a été également transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.3. Demande de documentation par une entité visée

Advenant que de la documentation soit demandée par une EV, il serait apprécié que le Coordonnateur envoie l'information aux autres EV.

Certains documents sont spécifiques aux entités visées et ne sont donc pas partagés avec toutes les entités. Par contre, lorsque les documents sont pertinents à toutes les entités visées, le Coordonnateur pourrait les leur faire parvenir.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.4. Liste de personne-ressource par norme et/ou guide d'application

Plusieurs normes établissent des liens directs entre les EV et plusieurs organisations, telles que le Coordonnateur, le Planificateur, le gestionnaire du Réseau de transport, etc. Actuellement il est difficile de savoir exactement à qui poser des questions ou faire les demandes d'information exigée par une norme vu la complexité de la structure.

Concernant l'interprétation des normes et les procédures de mise en conformité telles que les documents, rapports ou formulaires à produire par les EV, nous constatons qu'il y a un manque d'information et de ressources de la part de la Régie pour guider les EV et uniformiser les procédures. Un contact direct entre les EV et les organismes de surveillance tels que le NPCC et le NERC aideraient tout au moins à bien interpréter certaines dispositions dans les normes. Nous souhaitons qu'une liste de personnes-ressources de tous les organismes impliqués soit mise à la disposition des entités visées et mise à jour régulièrement.

IESO semble avoir mis en place plusieurs guides d'application des normes. Il pourrait être intéressant d'avoir de tels guides pour l'application au Québec. De tels guides permettraient d'avoir des balises communes sur l'application des normes, qui peuvent varier selon la personne qui lit la norme.

<http://www.ieso.ca/en/sector-participants/system-reliability/reliability-standards-framework>

Seul le Surveillant (le NPCC fait la surveillance pour le compte de la Régie) peut interpréter une norme et confirmer la conformité des informations à produire par les entités visées. Une liste de personnes-ressources serait difficile à tenir à jour. Cependant, le Coordonnateur prépare une liste d'adresses courriels génériques qui sera publiée sous peu pour les fonctions au sein d'HQ afin d'aider les entités visées à identifier les points de contact.

Étant donné qu'IESO est surveillant des fonctions autres que celles qu'il remplit, celui-ci est en mesure d'interpréter les normes et d'émettre des guides pour que les entités visées puissent se conformer aux normes. Au Québec, le Coordonnateur n'a pas le rôle ni l'autorité de surveillant pour émettre des guides qui faciliterait la démonstration de conformité. Par ailleurs, les entités visées pourraient organiser des groupes de travail de manière à développer des pratiques communes et uniformes qui leur serviraient à se conformer aux normes de fiabilité comme cela se fait dans d'autres industries. Elles pourraient s'inspirer notamment des guides et pratiques d'autres territoires ou organisations pour se conformer. Cependant, le Surveillant reste ultimement l'organisme pouvant juger de la conformité d'une entité visée.

Cette question a été également transférée à la Régie. Pour obtenir des interprétations des normes la Régie a offert de la contacter par le courriel suivant: [secretariat-PSCAQ@regie-energie.qc.ca](mailto:secretariat-PSCAQ@regie-energie.qc.ca). Le NPCC a aussi offert de le contacter à l'adresse courriel suivante: [enforcement@npcc.org](mailto:enforcement@npcc.org).

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.5. Normes et guide pour la maintenance des installations

Dans nos ententes de raccordement, nous devons tenir compte d'un document intitulé Normes et guide pour la maintenance des installations qui est identifié comme « à venir » depuis plus de 12 ans. Ce document n'est toujours pas disponible ni en préparation d'après les informations que nous avons reçues. Est-ce qu'il est dans les plans du Coordonnateur ou d'une autre entité chez HQ d'émettre ce document et si oui, à quelle échéance.

Normes et guides pour la maintenance des installations

- MAINTENANCE PRÉVENTIVE DES ÉQUIPEMENTS DANS LES CENTRALES PRIVÉES (à venir);

Comment doit-on traiter les modifications requises aux installations pour se conformer aux normes NERC qui sont postérieures à l'entente de raccordement?

Le Coordonnateur a confirmé avec HQT que le document « MAINTENANCE PRÉVENTIVE DES ÉQUIPEMENTS DANS LES CENTRALES PRIVÉES » sera publié en fin d'année 2018. Le document d'HQT devrait détailler les attentes en matière de maintenance des installations. Le document encadre uniquement la maintenance des installations et ne nécessite donc pas de modifications aux installations. Par contre, la périodicité de la maintenance pourrait avoir à changer pour se conformer aux exigences de normes NERC. Les exigences de raccordement sont tenues à jour pour se conformer aux normes de la NERC.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.6. Uniformisation de l'application des normes avec NERC

Est-ce que la Régie et le Coordonnateur ont l'intention d'uniformiser l'application des normes comme le processus qui est en cours avec la norme PRC-006-2. La question vise particulièrement les normes CIP qui ne s'applique pas actuellement.

Le Coordonnateur travaille à uniformiser les normes. Par l'exemple, le Coordonnateur propose l'extension au RTP du champ d'application de la norme PRC-005-6 qui s'applique actuellement au BPS avec la PRC-005-2. Cependant, le Coordonnateur évalue l'application des normes en fonction de leur impact sur la fiabilité. Pour la norme PRC-006-2, une variante spécifique au Québec (PRC-006-3) a été développée à travers le processus du NPCC (et de la NERC). Par ailleurs, ce changement permet que les courbes de tenue en fréquence et en tension soient cohérente avec celles des exigences techniques de raccordement. Pour le moment, le Coordonnateur n'envisage pas de modifications aux normes CIP pour qu'elles s'appliquent aux installations de moins de 300MVA au vu de leur impact sur la fiabilité.

Cette question a été également transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.7. Paiement des coûts engendrés par l'application des normes.

Les normes NERC n'étant pas en vigueur lors de la signature des contrats entre les EV et HQD, les installations ont été conçues en fonction des normes en vigueur au moment de la signature des contrats. Considérant qu'HQD intègre l'application des normes NERC dans ses demandes d'ajustement tarifaire à la Régie, est-ce qu'il est prévu d'intégrer le coût de modification importante à nos infrastructures dans les demandes d'ajustement tarifaire d'HQD.

Le lien qui unit Hydro-Québec Distribution (HQD) avec les entités visées (EV) est un contrat d'approvisionnement. Aucune clause n'est prévue dans les contrats d'approvisionnements d'HQD pour dédommager un fournisseur qui devrait modifier ses installations pour être conforme aux normes de fiabilité en vigueur à la Régie de l'énergie. Ainsi, HQD ne prévoit pas intégrer les coûts des modifications aux installations de ses fournisseurs dans sa demande tarifaire.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.8. Processus de commentaire des normes à venir ou à réviser

Il pourrait être intéressant que les entités visées par une norme à venir ou à réviser soient plus directement conviées à commenter le processus. Le processus actuel ne semble pas avoir la portée nécessaire à une bonne concertation avec le milieu.

La présentation du processus de dépôt de norme a offert un aperçu de la pratique actuelle et des améliorations suggérées par le Coordonnateur.

Cette question a été également transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.9. Utilité des instructions communes pour répondre aux exigences des normes NERC

Il a été constaté lors des audits en 2017 que les exigences d'HQ (par exemple : instruction commune, Exigences de raccordement, exigences de données de parcs éoliens) permettaient de répondre adéquatement aux exigences des normes en vigueur au moment des audits. Les nouvelles normes adoptées par la Régie ne sont couvertes par ces documents. Il pourrait être intéressant que les exigences d'HQ correspondent aux normes NERC qui ont été adoptées en 2017 et celle à venir.

Plusieurs documents d'HQ sont en révision ou en rédaction en ce moment pour être tenus à jour par rapport aux nouvelles normes de la NERC. D'ici la fin de l'année, il y aura de nouveaux documents ou de nouvelles versions qui seront publiés. Cependant, le Coordonnateur invite les entités à contacter les responsables des documents si elle pensent qu'une mise à jour est nécessaire.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.10. % d'installations visées

Quand des dates d'entrée en vigueur des exigences visent un % d'installations visées, est-ce qu'un propriétaire de plusieurs installations de production ayant plusieurs entités visées indépendantes (par exemple 5) peut considérer que si l'exigence demande à ce que 40% des installations visées soit conforme pour la date X et 60% pour la date X+1an, il pourrait être conforme pour 2 parcs éoliens par exemple pour la date X et un 3e parc pour la date X+1 an ou bien chaque entité étant indépendante les 5 entités doivent être conforme à 100% pour la date X?

Le Coordonnateur ne peut interpréter les normes pour des questions de conformité. Aussi, l'interprétation a été faite par la NERC dans le plan de mise en application de la norme MOD-025-2: « Wind Farm Verification - If an entity has two wind sites, and verification of one site is complete, the entity is 50% complete regardless of the number of turbines at each site. A wind site is a group of wind turbines connected at a common point of interconnection or utilizing a common aggregate control system. »

Par ailleurs, le Coordonnateur peut enregistrer plusieurs installations pour une entité visée.

Cette question a été également transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 1.11. Calendrier de remise des documents

Il pourrait être intéressant que la Régie émette un calendrier de livraison des livrables pour chacune des normes comme le fait d'IESO. Ça simplifierait le processus.

De plus, il serait intéressant que la régie adopte des formats de documents et formulaires de livrables uniformisés;

Étant donné que les EV sont seules responsables de se conformer aux normes et fournir des livrables requis à cet effet, il y a parfois des livrables qui ne sont pas disponibles auprès des EV, tels que par exemple des données de modélisation des éoliennes, des modèles spécialisés PSSE et EMTP qui sont habituellement échangées directement entre le transporteur et le fabricant d'éoliennes. Pour ces situations, comment la régie compte intervenir auprès de parties pour permettre aux EV de disposer de l'ensemble des données requises pour répondre aux normes en vigueur.

Si une entité a besoin d'obtenir les données que le Transporteur aurait, elle peut en faire la demande par courriel à [TEDonneesdemodelisation@hydro.qc.ca](mailto:TEDonneesdemodelisation@hydro.qc.ca).

Cette question a été transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 2. BAL-005-2

### 2.1. Installations incluses dans le périmètre d'équilibrage

Nous devons avoir une lettre ou autre preuve confirmant que nos installations sont bien incluses dans le périmètre de comptage d'une zone d'équilibrage. Est-ce que le Coordonnateur peut confirmer que c'est à lui que cette demande doit être faite?

Serait-il possible d'obtenir automatiquement les attestations pour l'ensemble des EV de la part du coordonnateur et non seulement à la demande ?

Tel que mentionné à la réponse 25 à la foire aux questions du site internet de la Régie de l'énergie, toutes les entités enregistrées sont incluses dans le périmètre de comptage: « Puisque le Coordonnateur assume également la fonction de responsable de l'équilibrage pour le Québec, toutes les installations qu'il a identifiées dans le Registre sont présumées incluses dans le périmètre de comptage de la zone d'équilibrage du Québec. Le Coordonnateur a également affirmé à la session d'information du 10 décembre 2015 pouvoir fournir des attestations à cette fin. Ces attestations pourraient permettre à une entité, aux prises avec une situation complexe, d'attester de sa conformité (par exemple, installations frontalières qui participent à plus qu'une zone d'équilibrage). »

Le Coordonnateur pourrait fournir des attestations sur demande pour les installations ayant la possibilité de se rattacher à un périmètre de comptage autre que celui du Québec (p.ex. installations frontalières).

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 3. COM-001-2

### 3.1. Liste de communication à jour

Du côté des GO/GOP, nous devons nous assurer que les instructions communes soient à jour.

À noter qu'il y a souvent eu dans le passé des erreurs de communication due à des problèmes de base de données au niveau du Centre de Téléconduite. Il serait important d'avoir une confirmation que les données utilisées par le Centre de Téléconduite sont valides en recevant un rapport avec le contenu de la base de données associé à nos installations.

Les besoins en données d'une installation de production d'éoliennes sont définis par des fiches BENEX. La validation des données d'une installation de production s'effectue toujours lors de la mise en service de l'installation ou lors de la mise en service d'un nouvel équipement ou remplacement d'un équipement dans cette même installation. Cette validation de nature point à point est réalisée de part et d'autre par les techniciens de l'installation et les techniciens de la base de données. L'intégrité des données est assurée par le protocole de communication reliant les unités de mesures de l'installation et le système d'acquisition du CT. Chaque donnée est qualifiée en temps réel et la qualité de chaque donnée est représentée par un code de couleur afin d'en informer dynamiquement l'exploitant.

Le Coordonnateur n'est pas au courant d'erreurs de communications par téléphone entre des installations de production d'éoliennes avec les Centres de Téléconduite. Il invite les entités visées à lui faire part de toute erreur de communication en spécifiant l'installation, la date, l'heure, les données en cause ainsi que le but de chaque communication fournie afin qu'il puisse retracer la communication et cerner la problématique.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 3.2. Liste des documents de l'instruction commune à jour

Le problème est que nous n'avons pas accès à la version électronique utilisée par HQ ni aux documents qui sont inclus dans les instructions communes. Une plateforme électronique serait nécessaire pour que les GO et GOP (et autre entité visée) aient un accès aux versions les plus à jour des documents contenu dans les instructions communes.

À moins d'erreur, tout document auquel fait référence une instruction commune devrait être accessible à l'entité visée. Tel que mentionné à la question 1.9, le Coordonnateur invite les entités à faire savoir aux responsables d'HQ pour le document de toute situation où cela ne serait pas le cas de manière à pouvoir la régler.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 4. EOP-004-2

### 4.1. Vol de cuivre

Il a déjà été mentionné et établi que le vol de cuivre en général n'était pas couvert par cette norme. Cependant on se demandait si un vol de cuivre causant des bris aux équipements (tel que le vol du conducteur de neutre des transformateurs de poste) pourrait être considéré comme étant un acte demandant une déclaration obligatoire.

La norme fait la mention suivante au sujet du vol de cuivre: « Par exemple, un événement relatif à un vol de cuivre peut simplement être déclaré aux autorités policières locales. » Les entités visées pourraient aussi avoir un processus de déclaration de ces événements lorsque ceux-ci pourraient avoir un impact sur la fiabilité selon leurs évaluations.

Cette question a été également transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 5. FAC-001-2 et FAC-002-2

### 5.1. Procédure pour nouveaux raccordements

Il est supposé que l'ensemble de la documentation nécessaire a été fournie par/à HQT avant la mise en service des parcs éoliens. Il faudrait mettre en place un mécanisme avec HQT pour répondre à l'exigence E4 pour de nouveaux raccordements sur les installations.

Les nouvelles installations sont raccordées selon les exigences de raccordement spécifiées sur le site internet d'HQT. Ces documents sont maintenus à jour pour se conformer aux normes de fiabilité.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 6. FAC- 003-3

### 6.1. Lignes désignées IROL

Comment savoir si nos lignes de moins de 200kV sont désignées par le Coordonnateur de la planification comme un élément IROL en vertu de la norme FAC-014.

À moins d'avoir été contacté par le Planificateur, vous n'avez pas de ligne désignée comme un élément IROL.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 7. FAC-008-3

### 7.1. Devis de conception du poste

Est-ce qu'il est possible de savoir si les critères de design avaient été envoyés à HQ lors de la conception des postes?

La norme vise à ce que les propriétaires établissent les caractéristiques assignées de leurs installations et les transmettent aux fonctions applicables. Ainsi, la conception des postes n'est pas pertinente à cette norme.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 7.2. E4 retirée

L'exigence E4 a été retirée par la FERC 21 janvier 2014. Est-ce qu'elle s'applique au Québec ou non?

L'exigence E4 ne s'applique pas.

Pour une norme originale adoptée par la FERC et pour laquelle il y a eu un retrait d'exigences par celle-ci, le Coordonnateur dépose à la Régie cette norme pour laquelle les exigences ont été retirées, sans que cela soit spécifié dans l'annexe Québec, pour adoption par la Régie. Pour une modification à une norme qui est déjà adoptée par la Régie et pour laquelle il n'y a pas eu de renumérotation de la version, le Coordonnateur ajoute une mention à l'annexe Québec selon la décision D-2016-195.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 8. MOD-025-2

### 8.1. Procédure de test

Nous pensons qu'il faudrait que les procédures de tests pour répondre à cette norme soient émises par HQ, comme c'était le cas lors des tests de mise en service des parcs éoliens. Certains opérateurs ont déjà fourni des procédures de tests.

Non seulement, il faudrait uniformiser les procédures de test, mais également uniformiser les rapports livrables et établir des formulaires uniques pour l'ensemble des EV.

Doit-on avoir accès aux rapports de test finaux effectués par HQ en vue de l'acceptation finale? Ces rapports nous serviraient comme rapports de tests pour les installations mises en services dans les 5 dernières années. Pour ces installations, des rapports basés les données d'exploitation (SCADA et historian) devraient être suffisants pour répondre aux exigences de cette norme. Il serait bon que la Régie confirme les procédures.

Le Coordonnateur a sur son site internet la procédure [IQ-P-001](#) qui établit les exigences conformément à la MOD-025-2. Tel que mentionné à la réponse à la question 1.4, le Coordonnateur n'a pas l'autorité (comme IESO) d'établir des pratiques (avec des procédures et livrables associés) pour se conformer aux normes. Par contre, rien n'empêche les entités visées de s'organiser de manière à développer des pratiques communes et uniformes qui leur serviraient à se conformer aux normes de fiabilité. Les entités pourraient s'inspirer des guides et pratiques d'autres territoires ou organisations pour se conformer. Le Surveillant reste ultimement l'organisme pouvant juger de la conformité d'une entité visée.

Le Planificateur évalue les possibilités de transférer les informations aux entités concernant leur installations tel que spécifié à la réponse à la question 1.11. Les entités visées pourraient informer le Planificateur de leur intérêt à obtenir les données de leurs installations.

Il est à noter que les nouvelles versions des normes de la NERC tendent à avoir des exigences en matière d'objectifs de fiabilité et à avoir moins de détails prescriptifs. Cela laisse la flexibilité aux entités visées d'utiliser (ou adapter) leurs pratiques pour se conformer aux objectifs des normes plutôt que de se faire imposer des pratiques (qui pourraient être contraignantes pour un gain limité en fiabilité). Cette approche met par contre le fardeau sur les entités visées pour démontrer au Surveillant que les objectifs de fiabilité sont atteints avec leurs pratiques plutôt que simplement suivre les pratiques prescrites.

Cette question a été également transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 8.2. IQ-P-001

Le document IQ-P-001 répondait en partie à cette norme, mais il manque quelques informations au niveau de l'historique. Est-ce qu'en rajoutant des données historiques nous pourrions répondre à la norme.

Le Coordonnateur est ouvert à mettre à jour le document IQ-P-001 pour s'assurer qu'il est cohérent avec les normes en vigueur. Il invite les entités visées à l'informer de toute situation qui nécessiterait un changement au document. Seul le Surveillant peut établir si une entité se conforme à la norme en rajoutant les données historiques.

Cette question a été également transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 8.3. 66 mois

Nous semblons avoir 66 mois pour avoir des tests de validation. Est-ce que le délai de 66 mois s'applique à partir de la date d'application de la norme ou depuis la dernière fois que des tests ont été effectués?

Le Coordonnateur rappelle qu'une lettre de la Régie en date du 23 mars 2018 a été envoyée aux entités visées pour clarifier ce point:

« La norme MOD-025-2 est en vigueur au Québec depuis le 1er octobre 2017. Elle prévoit, au 1er janvier 2018, une application à au moins 40 % des installations visées des centrales raccordées au réseau de transport principal (RTP) et à au moins 15 % des installations des centrales non raccordées au RTP. À cette fin une vérification par essai de performance doit être effectuée au cours des 66 mois civils précédant le 1er janvier 2018. »

Cette question a été transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 9. MOD-026-1 MOD-027-1 MOD-032-1

### 9.1. HQ vs GO/GOP

L'ensemble de ces études ont été faites par HQ avant la MSTI des parcs. Les modèles ont été fournis à HQ directement par le manufacturier des éoliennes, sans passer par le GO. Nous n'avons reçu aucune demande depuis la MSTI de la part d'HQ pour obtenir des modèles à jours des éoliennes.

- Est-ce que nous devons demander aux manufacturiers de nous envoyer les modèles ou HQ s'en charge?
- Est-ce qu'HQ est actuellement en discussion avec les manufacturiers d'éoliennes pour fournir les modèles à jour?
- Est-ce qu'HQ compte nous demander de l'information pour répondre à cette norme dans les prochaines semaines pour être conforme à la norme ou bien il considère être déjà conforme?
- Il n'y a pas de documentation demandée et/ou fournie par HQ des paramètres de contrôle des systèmes de régulation de tension et/ou fréquence lors des tests. Il faudrait qu'il y ait une sorte de fichier de paramètres spécifique aux tests qui permettraient de faire le suivi dans le temps. L'exigence E4 nous exige de communiquer tout changement, cependant il est difficile de savoir si des changements sont apportés sans avoir une liste maitresse.
- HQT devrait nous fournir les données pour le MOD-32 Annexe 4

Cette question a été transférée au Planificateur et la réponse a été résumée à la diapositive suivante.

## Réponse du Planificateur

Tel que spécifié à la réponse 1.11, le Planificateur indique que si une entité a besoin d'obtenir les données que le Transporteur aurait, elle peut en faire la demande par courriel à [TEDonneesdemodelisation@hydro.qc.ca](mailto:TEDonneesdemodelisation@hydro.qc.ca). Les exigences de transmission de données de modélisation sont sur le site internet du Transporteur.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 10. PER-005-2

### 10.1. Centre de contrôle externe

Cette norme semble s'appliquer seulement aux centres de contrôles opérés par les GO. Est-ce que ça s'applique aussi aux centres de contrôle étant opéré par un sous-traitant du GO?

L'application de la norme vise une entité et ne dépend en rien de qui opère le centre de contrôle.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 11. PRC-002-2

### 11.1. Applicabilité aux parcs éoliens

Cette norme semble dire que le TO est responsable d'identifier les installations auxquelles la norme doit s'appliquer. Est-ce qu'on doit s'attendre à recevoir une lettre d'HQT pour nous informer qu'on doit fournir des données selon les exigences de cette norme?

À moins d'avoir été contacté par HQT, les parcs éoliens n'ont pas été identifiés.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 12. PRC-005-2

### 12.1. Applicabilité au Québec

Les exigences propres au Québec font en sorte que cette norme n'est pas applicable aux parcs éoliens actuellement.

Où en est la demande pour l'adoption de la PRC-005-6.

Est-ce qu'HQ a l'intention d'étendre la révision des normes pour uniformiser l'applicabilité des normes avec NERC.

La question de l'étendue des travaux de maintenance n'est pas bien encadrée, est-ce que la régie songe à fournir une procédure unique claire pour définir l'étendue des travaux de maintenance.

Il serait également pertinent que la régie définisse les équipements assujettis à cette norme, à quel niveau s'arrête une installation RTP dans une installation comme un parc éolien.

Le Coordonnateur vise à commencer la phase 2 de la consultation publique en été. La phase 2 a été retardé, notamment pour tenir compte des commentaires des entités visées ainsi que pour attester les traductions de manière cohérente avec les nouvelles décisions de la Régie. Suite aux commentaires des entités visées, le Coordonnateur propose le RTP comme champ d'application de la norme PRC-005-6. La phase 2 de la consultation publique visera notamment à commenter le contenu de la norme (en plus de 11 autres normes).

Le dossier R-3952-2015 devrait permettre d'avoir une portée clairement définie pour le RTP. Cependant, le Registre en vigueur est le document qui permet d'établir en ce moment les éléments du RTP pour chaque entité visée.

Cette question a été également transférée à la Régie.

# Réponses aux questions de l'AQPER (suite)

## 12.2. Étendue des tests demandés

Quelle est l'étendue des tests qui seront exigés sur les relais de protection (I/O, A/D) ou (I/O, A/D, courbe de protection)

Pour certains relais de protection, les réglages sont fournis et imposés par HQ sans possibilité d'altération par le GO/GOP. Qui va valider que les réglages dans les relais sont identiques à la MSTI et qui va faire les tests sur ces relais?

C'est à l'entité d'établir la portée des tests et de défendre sa position devant le Surveillant. Il serait possible, par exemple, d'avoir un groupe de travail technique, impliquant le NPCC, si possible, pour établir une portée acceptable.

# Réponses aux questions des participants

## Comment peut-on faire pour se conformer aux exigences?

C'est aux entités visées de démontrer leur conformité selon leurs pratiques et de défendre leurs positions devant le Surveillant (le NPCC). Le Surveillant peut expliquer ce qui est attendu des entités visées (interpréter les exigences, voir réponse 1.4) mais il ne peut pas dire aux entités visées comment faire pour se conformer.

# Réponses aux questions des participants (suite)

## Que faire lorsqu'une entité visées pense être non-conforme?

Les entités visées qui pensent être non-conforme devraient déclarer une non-conformité sur le site de la Régie. Le processus de surveillance est documenté sur le site internet de la Régie.

# Réponses aux questions des participants (suite)

## Est-ce que le Surveillant prend en considération des spécificités du Québec?

Conformément au processus de surveillance sur le site internet de la Régie, le Surveillant effectue son audit par rapport aux normes adoptées par la Régie avec leurs annexes Québec. Aussi, il effectue l'audit en se basant sur le registre des entités visées et les questionnaires de conformité publiés sur le site internet de la Régie. Le NPCC a du personnel francophone qui pourrait participer aux audits.

# Réponses aux questions des participants (suite)

## À quels étapes du processus de développement de normes les entités visées peuvent intervenir?

Conformément au processus de développement des normes de la NERC, les entités visées peuvent participer aux comités de rédaction des normes de fiabilité de la NERC, aux périodes de consultations publiques et aux votes. De la même manière, les variantes régionales des normes sont développées selon le processus de développement des normes du NPCC qui permet aux entités visées d'intervenir dans le processus de rédaction des variantes. Les entités visées au Québec ont ultimement la possibilité de participer aux consultations publiques organisées par le Coordonnateur de la fiabilité selon le processus de dépôt des normes adopté par la Régie dans sa décision D-2011-139.



# Mot de la fin

<http://www.hydroquebec.com/coordonnateur-fiabilite/>

Pour tout commentaire ou suggestion: [fiabilite@hydro.qc.ca](mailto:fiabilite@hydro.qc.ca)