

Montréal, le 9 mars 2017

Par dépôt électronique (SDÉ)

À : Tous les participants

Objet : HQCMÉ – Demande d'adoption de normes de fiabilité par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de Coordonnateur de la fiabilité au Québec (« le Coordonnateur »)
**Dossiers de la Régie : R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015**

Madame,
Messieurs,

La formation aux dossiers cités en objet confirme, par la présente, qu'elle convoque les représentants du Coordonnateur et des intervenants à l'audience qui se tiendra du **21 au 24 mars 2017, de 9 h à 15 h, dans la salle Jean-Paul-Riopelle** des bureaux de la Régie de l'énergie (la Régie) à Montréal.

La Régie entendra, dans un premier temps, la preuve du *Coordonnateur de la fiabilité au Québec* (le Coordonnateur) et, dans un second temps, la preuve des intervenantes ÉLL et RTA.

Aux fins de la planification de l'audience dans les dossiers mentionnés en objet, la Régie demande aux participants de lui transmettre les informations suivantes :

- la liste et la qualification de leurs témoins;
- le temps requis pour l'adoption et la présentation de leur preuve;
- le temps prévu par les participants pour contre-interroger les témoins du Coordonnateur et ceux des intervenants ÉLL et RTA;
- le temps prévu pour l'argumentation ainsi que le mode de présentation souhaité;
- tout autre commentaire utile à l'établissement du calendrier d'audience.

De plus, si un participant entend soulever un moyen préliminaire, la Régie souhaiterait en être informée.

Enfin, la Régie demande au Coordonnateur de déposer, en suivi de modifications, les dernières versions des normes, qui feront l'objet de la présente audience.

Les informations requises par la présente et le dépôt des normes par le Coordonnateur devront être transmis **au plus tard le 15 mars 2017, à 12 h.**

Par ailleurs, à la suite de l'examen des diverses pièces au dossier la Régie informe le Coordonnateur, qu'elle souhaite l'entendre notamment sur les enjeux suivants :

I. Norme EOP-004-2

- 1.1 Déclarations d'évènements à la NERC ou autres organisations à l'extérieur du Québec (E1 et E2);
- 1.2 Déclaration d'évènements pour la perte de charge de 200 MW et plus (Annexe 1 : Évènement à déclarer).

II. Normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2

- 2.1 Impact sur les capacités de transport non-bulk notamment sur l'application des défauts triphasés et monophasés dans la détermination des SOL.
- 2.2 Portée de la norme TPL-001-4 dans l'application des normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2;
- 2.3 Suivi de la décision D-2015-059 notamment de la section 3.5 (« La Définition du « Bulk Power System »(BPS) et les contingences à considérer pour les normes des familles FAC et TPL»);
- 2.4 Impact sur les capacités de transport non-bulk notamment sur les interconnexions de l'application de la norme TPL-001-4 en remplacement de la norme TPL-003 référé dans les exigences de la norme FAC-010-2.1(E3);

III. Normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1

- 3.1 Cohérence entre la méthodologie établie dans les normes MOD-001-1a, MOD-008-1 et MOD-029-1 et l'Appendice C des « *Tarifs et Conditions de service de Transport de l'électricité* » approuvé par la Régie;
- 3.2 Identification des normes MOD-004-1 et MOD-008-1 comme préalable à l'adoption de des normes MOD-001, MOD-029 et MOD-030-2 (retirée);
- 3.3 Renvoi à la norme MOD-004-1.

IV. Norme MOD-025-2

- 4.1 Identification des compensateurs synchrones dans le registre des entités visées par les normes de fiabilité (Section A4.2.2)

V. Norme PRC-002-2

- 5.1 Impact en matière de fiabilité d'ajouter la disposition particulière relative à l'annexe 1 de la norme;
- 5.2 Pertinence de retirer le VRF relatif à l'exigence E12 ou d'ajouter l'exigence E12 à l'Annexe Québec.

VI. Norme PRC-006-2

- 6.1 Pertinence d'adopter la norme qui est en processus de révision à la NERC;
- 6.2 Application des exigences E3 et E4 uniquement aux installations (centrales/groupes) directement raccordées au BES.

VII. Norme PRC-023-3 et PRC-025-1

- 7.1 Application de la caractéristique assignée « en situation d'urgence » et de la caractéristique « en situation d'urgence de longue durée » de transformateur la plus élevée établie par l'exploitant (E1 critère 10, Annexe QC-PRC-023-3, E1 critère 10);
- 7.2 Désignation d'un actif de transport par le coordonnateur de la planification sans égard de la tension (A4.2; Annexe QC-PRC-023-3, A4.2)
- 7.3 Pertinence d'ajouter au Glossaire une définition du terme «production non raccordée au RTP» (Annexe QC-PRC-025-1, A3.3)

VIII. Norme PRC-024-1

- 8.1 Clarifications en lien avec la disposition particulière relative à l'exigence E2 et l'Annexe 2 Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production de la norme.

IX. Norme TPL-001-4

- 9.1 Clarification relative au critère de perte de charge non subordonnée applicable au Québec (Note 12, Tableau 1)
- 9.2 Renvoi aux normes MOD-010-0 et MOD-012-0 (E1)

Veillez agréer l'expression de nos sentiments distingués.

Pierre Méthé pour

Véronique Dubois, avocate
Secrétaire de la Régie de l'énergie

VD/ml