

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
À HYDRO-QUÉBEC DANS SES FONCTIONS DE COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC  
RELATIVE À LA DEMANDE D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ  
(NORMES INT-004-3.1, INT-009-2.1, INT-010-2.1, PRC-006-3 ET VAR-001-4.2)**

---

**Cohérence des versions française et anglaise des normes et de leur Annexe**

- 1. Références :** (i) Pièce [B-0011](#);  
(ii) Pièce [B-0012](#).

**Préambule :**

Le Coordonnateur dépose pour adoption cinq normes de fiabilité de la NERC, et leur annexe respective, (les Normes) dans leur version anglaise et française (normes INT-004-3.1, INT-009-2.1, INT-010-2.1, PRC-006-3 et VAR-001-4.2).

**Demande :**

- 1.1 Veuillez attester de la concordance des textes français et anglais des Normes.

**Norme PRC-006-3 – identification des entités visées**

- 2. Références :** (i) Pièce [B-0006](#);  
(ii) Pièce [B-0007](#), norme PRC-006-3, p. 1;  
(iii) Dossier R-3944-2015, pièce [B-0024](#), p. 9 et 10, R3.4;  
(iv) [Registre](#), p. 42;  
(v) La [Loi](#) sur la Régie de l'énergie.

**Préambule :**

- (i) Le Coordonnateur dépose les réponses aux commentaires reçus pendant la période de consultation.

RTA a soumis le commentaire suivant.

*« RTA comprend qu'elle n'a pas d'éléments désignés dans le programme de DSF établi par le coordonnateur de la planification, car elle n'a pas reçu de notification à cet égard. Donc l'exigence E10 ne s'applique pas à RTA. »*

La Réponse du Coordonnateur est la suivante :

« Le Coordonnateur n'a aucune réponse ou commentaire relatif à cette affirmation. Il rappelle qu'il ne peut émettre aucune opinion concernant la conformité d'une entité à une norme. Il revient à RTA de vérifier si elle est ou non visée par l'applicabilité 4.3 de la norme PRC-006-3 et de l'exigence E10 ». [nous soulignons]

(ii) La norme PRC-006-3 est applicable aux entités suivantes :

« 4.1. *Coordonnateurs de la planification.*

4.2. *Entités DSF, c'est-à-dire des entités propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification. Ces entités peuvent comprendre un ou plusieurs :*

4.2.1 *propriétaires d'installation de transport;*  
4.2.2 *distributeurs.*

4.3. *Propriétaires d'installation de transport qui possèdent des éléments désignés dans le programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification* ». [nous soulignons]

(iii) En lien avec les normes PRC-006-2 et PRC-006-NPCC-1, le Coordonnateur soumet ce qui suit :

« *Selon le Coordonnateur, il n'est pas opportun de modifier la disposition particulière pour préciser que les systèmes de délestage en sous-fréquence sont installés selon les exigences des normes citées à la référence (iii). Le Registre identifie les entités qui possèdent et/ou exploitent les systèmes de délestage en sous-fréquence. La norme, son annexe Québec et le Registre se conforment donc au paragraphe 125 de la Décision D-2015-059.*

*L'ajout à la disposition particulière d'un renvoi aux normes citées à la référence (iii) serait redondant par rapport à l'identification faite au Registre et pourrait, dans certains cas, porter à confusion.*

*Si la Régie souhaite l'ajout à la disposition particulière de ce renvoi aux normes citées à la référence (iii), il serait nécessaire de retirer l'identification des propriétaires et exploitants de système de délestage en sous-fréquence du Registre pour éviter la redondance et les possibilités de confusion* ». [nous soulignons]

(iv) L'entité RTA ne possède/ exploite pas des programmes de délestage en sous-fréquence (DSF).

(v) L'article 85.6 de la Loi prévoit :

« 85.6. *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 ».*

**Demandes :**

2.1 Compte tenu que l'entité RTA ne possède ni n'exploite de programme de délestage en sous-fréquence (DSF) » et en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie :

2.1.1. Veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur identifie au Registre que RTA ne possède ni n'exploite de programme de délestage en sous-fréquence et qu'il ne fournit aucune réponse au commentaire de RTA à cet égard.

2.1.2. Veuillez préciser si l'entité RTA possède des éléments désignés dans le programme de DSF établi par les *coordonnateurs de la planification*.

2.1.3. Veuillez préciser si la norme PRC-006-3 s'applique à RTA dans ses fonctions de *propriétaire d'installation de transport*.

2.1.4. Veuillez préciser si la norme PRC-006-3 s'applique à RTA dans ses fonctions de *distributeur*.

**Norme PRC-006-3 – adoption NERC**

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 7 et 8;
  - (ii) Pièce [B-0007](#), norme PRC-006-3, p. 38;
  - (iii) Dossier R-3699-2009, pièce [B-0062](#), décision [D-2011-139](#), p. 12.

**Préambule :**

(i) Le Coordonnateur soumet :

« *Les normes ont été développées par des représentants de l'industrie électrique nord-américaine, soumises à son approbation ainsi qu'à celle de la NERC et de la FERC* ».

« La NERC l'approuvait à son tour le 10 août 2017. La norme fut ensuite déposée auprès des différentes juridictions nord-américaines. Notamment, aux États-Unis, la norme PRC-006-3 est entrée en vigueur le 1er octobre 2017 ».

(ii) Le 10 août 2017, la norme PRC-006-3 a été adoptée par le conseil d'administration de la NERC. Les modifications concernent la révision aux différences régionales pour l'Interconnexion du Québec.

(iii) La Régie se dit satisfaite du « Mécanisme de dépôt » ci-dessous :

« [41] En ce qui a trait aux Mécanismes de dépôt, la Régie note qu'en relation avec les normes NERC ou NPCC, la proposition conjointe du Coordonnateur et des intervenants ÉLL/EBM et RTA est de les déposer pour adoption à la Régie à la suite de leur approbation par la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC).

[42] La Régie se déclare satisfaite des Mécanismes de dépôt proposés pour les normes NERC ou du NPCC et pour les normes spécifiques au Québec ».

« Mécanismes de dépôt des prochaines normes de fiabilité

*Normes de la NERC ou du NPCC :*

1) Suite à l'approbation des normes par la FERC, le coordonnateur de la fiabilité :

- traduit les normes approuvées par la FERC qui sont à déposer;
- prépare un sommaire décrivant les nouvelles normes et les modifications proposées aux normes adoptées par la Régie;
- prépare une évaluation préliminaire de la pertinence et des impacts des normes proposées; et
- élabore ou met à jour, au besoin, les documents suivants :
  - l'annexe afférente à chaque norme proposée contenant les aspects normatifs à caractères technique et administratif propres à l'Interconnexion du Québec;
  - la liste des entités susceptibles d'être soumises aux normes de fiabilité;
  - le registre des entités et des installations visées par les normes de fiabilité;
  - le glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité.

2) Le coordonnateur de la fiabilité amorce et coordonne le « Processus de consultation préalable au dépôt des normes de fiabilité pour adoption par la Régie »;

3) Le coordonnateur de la fiabilité dépose une demande visant l'adoption des normes de fiabilité proposées et l'approbation du registre des entités et des installations visées par les normes de fiabilité à la Régie.

*Normes spécifiques au Québec :*

1) *Le coordonnateur de la fiabilité amorce et coordonne le « Processus de consultation approuvé par la Régie de l'énergie dans sa décision D- 2007- 95, 14 août 2007 »;*

2) *Le coordonnateur de la fiabilité dépose une demande visant l'adoption des normes de fiabilité spécifiques au Québec à la Régie ». [nous soulignons]*

**Demande :**

3.1 Veuillez commenter l'opportunité de revoir les modalités prévues au *Mécanisme de dépôt*.

**Norme PRC-006-3 – Courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes (exigence D.A.4.1)**

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), norme PRC-006-3 (version française), p. 41;
  - (ii) Pièce [B-0011](#), norme PRC-006-3 (version française), p. 40;
  - (iii) Pièce [B-0011](#), norme PRC-006-3 (version française), p. 41 et 42;
  - (iv) Pièce [B-0012](#), norme PRC-006-3 (version anglaise), p. 39.

**Préambule :**

(i) Les courbes de modélisation et des critères de performance, pour le programme de délestage en sous-fréquence, sont présentées en version française à l'annexe 1A (Québec) de la norme PRC-006-3. La Régie constate que la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes (exigence D.A.4.1), référée en (i), diffère de celle référée en (iv). Par ailleurs, à la suite du dépôt des normes révisées, la Régie note que deux modèles de courbes apparaissent à l'annexe 1A (Québec), selon la référence (iii).

(ii) La NERC présente à l'annexe 1 (NERC) les courbes de modélisation et des critères de performance, pour le programme de délestage en sous-fréquence, et les définit comme suit :

«

Définition des courbes

Modélisation du déclenchement en surfréquence des groupes		Critères de performance en surfréquence		
$t \leq 2 \text{ s}$	$t > 2 \text{ s}$	$t \leq 4 \text{ s}$	$4 \text{ s} < t \leq 30 \text{ s}$	$t > 30 \text{ s}$
$f = 62,2 \text{ Hz}$	$f = -0,686 \log(t) + 62,41 \text{ Hz}$	$f = 61,8 \text{ Hz}$	$f = -0,686 \log(t) + 62,21 \text{ Hz}$	$f = 60,7 \text{ Hz}$

Modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes		Critères de performance en sous-fréquence		
$t \leq 2 \text{ s}$	$t > 2 \text{ s}$	$t \leq 2 \text{ s}$	$2 \text{ s} < t \leq 60 \text{ s}$	$t > 60 \text{ s}$
$f = 57,8 \text{ Hz}$	$f = 0,575 \log(t) + 57,63 \text{ Hz}$	$f = 58,0 \text{ Hz}$	$f = 0,575 \log(t) + 57,83 \text{ Hz}$	$f = 59,3 \text{ Hz}$

»

(iii) Les courbes de modélisation et des critères de performance, pour le programme de délestage en sous-fréquence, sont présentées en version française à l'annexe 1A (Québec) de la norme PRC-006-3.

(iv) Les courbes de modélisation et des critères de performance, pour le programme de délestage en sous-fréquence, sont présentées en version anglaise à l'annexe 1A (Québec) de la norme PRC-006-3.

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez concilier les courbes de l'annexe 1A (Québec) de la version française de la norme PRC-006-3 avec celles de la version anglaise de cette norme.
- 4.2 Veuillez définir à l'aide d'un tableau ou d'une équation la courbe de l'annexe 1A (Québec) pour la modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes (exigence D.A.4.1) sous la forme de la référence (ii).
- 4.3 Veuillez commenter l'opportunité de codifier à l'Annexe Québec de la norme PRC-006-3 l'équation ou le tableau définissant la courbe de l'annexe 1A (Québec) pour la modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes (exigence D.A.4.1).

### Norme PRC-006-3 – Délestage en sous-fréquence automatique

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), norme PRC-006-3, p. 4;
  - (ii) Pièce [B-0011](#), norme PRC-006-3, p. 41;
  - (iii) Pièce [B-0011](#), norme PRC-006-3, p. 22;
  - (iv) Dossier R-3947-2015 Phase 2, décision [D-2017-031](#), p. 29;
  - (v) Dossier R-4005-2017, décision [D-2017-117](#), p. 10.

**Préambule :**

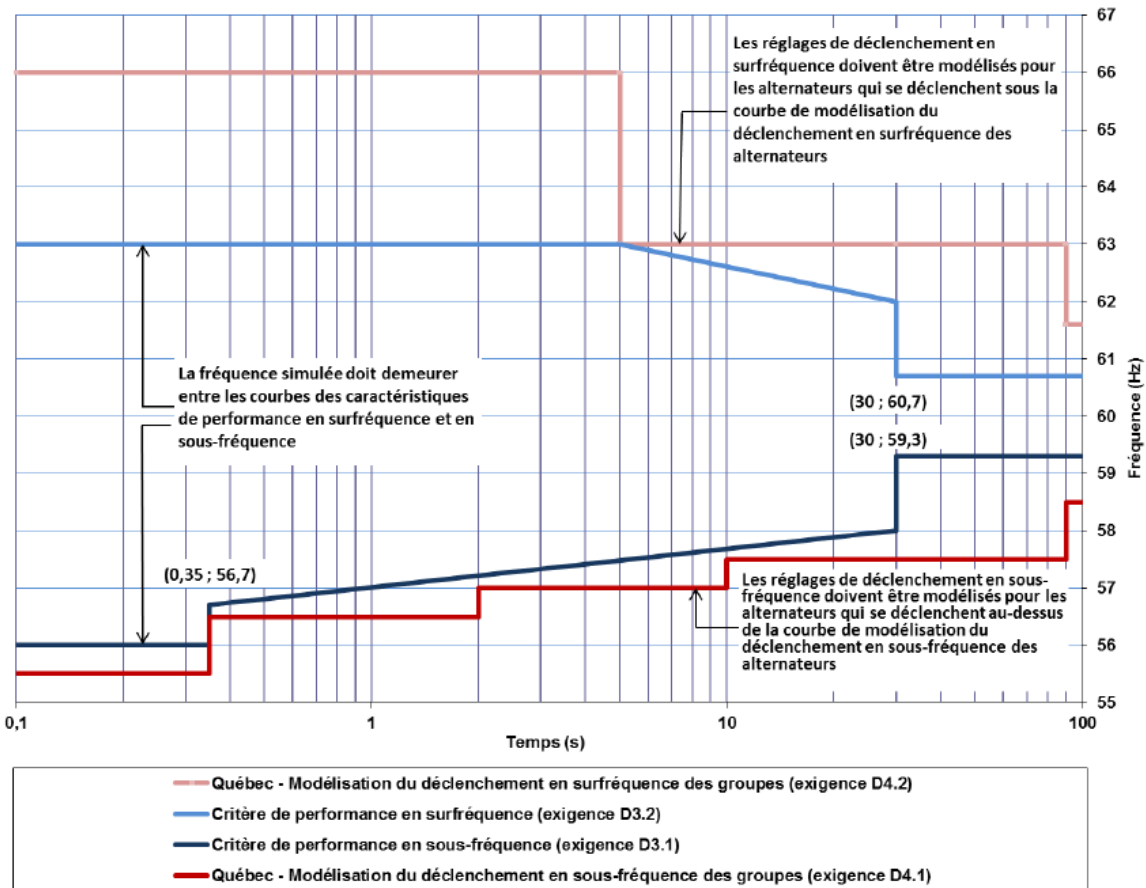
- (i) Le Coordonnateur soumet l'évaluation préliminaire de l'impact de la norme PRC-006-3 selon laquelle l'impact est modéré en implantation, maintien et suivi de la conformité.

L'impact modéré est défini comme suit :

*« **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 ».*

- (ii) La variante Québec de la norme PRC-006-3 remplace les exigences E3 et E4 de la norme NERC de base ainsi que les niveaux de gravité des non-conformités correspondants.

À l'annexe 1A (Québec), les courbes de modélisation et des critères de performance sont présentés :



(iii) « Selon les exigences de planification du transport d'Hydro Québec TransÉnergie, on doit assurer la stabilité du réseau pour les contingences extrêmes en utilisant un cas représentant des transferts internes qui ne sont pas censés être dépassés plus de 25 % du temps ». [la Condition 25 %]

(iv) « [92] En ce qui a trait au seuil à partir duquel les systèmes en cause sont catégorisés d'impact « faible » à « moyen » (le Seuil), la Régie adhère à la position du Coordonnateur à l'effet, qu'au Québec, ce seuil est associé au fonctionnement du système de délestage en sous-fréquence (le DSF). » [nous soulignons]

(v) « [25] La Régie retient notamment des arguments du Coordonnateur que des ressources en exploitation et planification ainsi que le personnel du Coordonnateur procèdent actuellement à l'analyse de la valeur proposée de 1 500 MW du seuil.

[26] Par conséquent, la Régie est satisfaite de la justification du Coordonnateur de ne pas soumettre, dans le cadre du présent dossier, les éléments qui permettent de justifier le maintien ou la réévaluation du seuil de 1 500 MW à partir duquel les systèmes sont catégorisés d'impact « faible » à « moyen », tel qu'exigé par la décision D-2017-031.



*[27] La Régie s'attend à ce que le Coordonnateur dépose l'examen du seuil ainsi que la norme CIP-002-5.1a au cours du deuxième trimestre de 2018. »*

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez préciser si des critères de conception associés au système de délestage en sous-fréquence, relatif au seuil de perte de production à partir duquel le DSF ne doit pas délester de charge (Activation du DSF), ont été établis :
  - 5.1.1. Dans l'affirmative, veuillez fournir ces critères.
  - 5.1.2. Dans la négative, veuillez justifier l'absence de tels critères.
  
- 5.2 Veuillez fournir le seuil de perte de production pouvant initier l'Activation du DSF pour les conditions d'exploitation suivantes :
  - 5.2.1. la pointe hiver;
  - 5.2.2. la pointe été;
  - 5.2.3. la Condition 25% référée en (iii).