

**Réponses du Coordonnateur de la fiabilité
aux engagements souscrits
lors de la séance de travail
tenue le 30 juin 2016**

1 **Engagement #1. –EOP-004-2**

2 (demandé par la Régie le 2016-06-30 à RTA)

3 Élaborer la position de RTA en lien avec l'engagement #2 du bloc II concernant la transmission de
4 déclaration d'événement à la NERC EOP-004-2 à la lumière des informations fournies lors de la
5 séance de travail.

6 **R1**

7 **Sans objet car demandé à RTA.**

8 **Engagement #2 - EOP-004-2**

9 (demandé par la Régie le 2016-06-30)

10 Confirmer que l'objectif visé pour la transmission des déclarations d'événement est un objectif de
11 maintien de la fiabilité.

12 **R2**

13 **La Régie distingue, aux paragraphes 299 et 300 de la décision D-2015-059,**

- 14 • **la transmission des informations par une entité du Québec à la NERC ou**
15 **au RRO, ou à une entité hors Québec dans le cadre opérationnel en temps**
16 **réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, et**
- 17 • **la transmission d'informations au NPCC ou la NERC, et à la Régie, à des**
18 **fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité.**

19 **Le Coordonnateur confirme que l'objectif de la transmission des déclarations**
20 **d'évènement prévue à la norme EOP-004-2 est un objectif de maintien de la**
21 **fiabilité, et non de surveillance de la conformité. La NERC collecte ces**
22 **informations soumises par l'ensemble de l'industrie et émet des leçons apprises,**
23 **des guides et directives, des alertes, et peut, dans une perspective à long terme,**
24 **mettre sur pied de nouveaux projets de développement de normes.**

25 **Engagement #3 – EOP-004-2**

26 (demandé par la Régie le 2016-06-30)

27 S'informer auprès de la NERC du seuil associé à la perte d'une charge industrielle unique initiée de
28 façon fortuite et associée au procédé industriel.

29 **R3**

30 **Le Coordonnateur rappelle qu'il a déjà affirmé sa position en rapport avec le**
31 **rapport d'évènement nécessaire après la perte de charge ferme de plus de**
32 **200 MW ou 300 MW lorsqu'il s'agit d'un producteur à vocation industrielle dans**
33 **ses réponses aux engagements souscrits lors de la séance de travail tenue le 2**
34 **juin 2016 à la pièce HQCMÉ-5, Document 1, R3 (pièce B-0029). Il réaffirme cette**
35 **position qu'en principe, la nature de l'évènement déclencheur de la perte de**
36 **charge, industrielle ou non, ne modifie pas l'impact sur le réseau de cette perte.**

37 **Or, la Régie a demandé au Coordonnateur de s'informer auprès de la NERC**

1 quant aux modalités de la surveillance exercée par la NERC pour les juridictions
2 voisines lorsque les pertes de charge ferme découlent d'évènements fortuits
3 associés aux procédés industriels de producteurs à vocation industrielle.

4 Le Coordonnateur souligne que l'Entente concernant le développement des
5 normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un
6 programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec,
7 précise, à l'article 4.5, ce qui suit :

8 *À la demande de la Régie, la NERC et le NPCC s'engagent à lui soumettre des*
9 *avis ou recommandations lors de l'examen des dossiers indiqués à l'article*
10 *4.4, y compris, sans s'y limiter, les questions soumises par le coordonnateur*
11 *de la fiabilité à la considération de la Régie.*

12 Le Coordonnateur considère que la Régie peut demander un avis à la NERC ou
13 au NPCC sur les pratiques de surveillance quant aux rapports d'évènements
14 pour les déclenchements de procédés industriels. Étant donné que la NERC et le
15 NPCC exerce la surveillance pour la Régie au Québec, un tel avis déposé à la
16 Régie, soit par la NERC, le NPCC ou par l'entremise de la Régie au nom de ces
17 organismes serait plus approprié que par l'entremise du Coordonnateur, qui
18 n'exerce pas de fonction de surveillance de la conformité.

19 Néanmoins, le Coordonnateur a transmis cette demande d'information au NPCC
20 et à la NERC.

21
22 En réponse, la NERC n'a pas explicitement exclus les déclarations de rapports
23 pour les événements associés à des déclenchements industriels. Par contre, elle
24 n'a pas d'événements déclarés qui sont uniquement associés à des événements
25 causés par le déclenchement des équipements de client (« client-side
26 interruptions »). Cependant, la base de données de la NERC inclut des
27 événements sur le réseau associés à des événements de client.

28
29 Par ailleurs, la NERC souligne que la version 4 de la norme EOP-004 est
30 actuellement en développement. Cette version précise que seules les pertes de
31 charges fermes à la suite d'une urgence (« BES Emergency ») devront être
32 déclarées afin d'exclure les rapports liés à des contingences connues et à la
33 foudre.

34
35 Le NPCC a été informé de la réponse de la NERC et n'y a rien ajouté.

36
37 Le Coordonnateur comprend de la réponse de la NERC qu'il n'y a pas de seuil
38 associé à la perte d'une charge industrielle unique initiée de façon fortuite et
39 associée au procédé industriel.

40
41 Lors de la séance de travail, il y a été question de l'opportunité de codifier une
42 interprétation quant à l'application de cette exigence au Québec. Le
43 Coordonnateur rappelle que l'objectif de l'annexe Québec d'une norme est
44 d'adapter celle-ci au contexte du Québec. Il n'est pas nécessaire de modifier la
45 norme EOP-004-2 pour y ajouter une disposition particulière afin d'encadrer les
46 déclenchements d'un client industriel par son propre équipement.
47

1 De plus, il n'est pas souhaitable d'alléger l'obligation de déclarer des
2 événements parce qu'il est difficile de prévoir toutes les possibilités. Le
3 Coordonnateur rappelle que la base de données de la NERC n'inclut pas
4 d'événements causés par des déclenchements industriels, mais qu'elle inclut
5 des événements liés à événements de réseau avec des déclenchements de
6 clients associés. Or, si le déclenchement d'un procédé industriel de RTA
7 résultait en un délestage de charge de 200 MW et plus que RTA dessert en tant
8 que distributeur, ce déclenchement pourrait constituer un événement déclarable
9 selon la norme EOP-004-2. Dans tous les cas, RTA devrait, si elle a des
10 questions, contacter son surveillant et s'informer quant à la démarche à suivre.

11
12 Le Coordonnateur croit important que le surveillant au Québec, la Régie, puisse
13 conserver toute la discrétion qu'ont les autres surveillants en Amérique du Nord
14 pour assurer la fiabilité du réseau électrique, notamment, dans ce cas-ci, quant
15 aux événements nécessitant des déclarations.

16
17 Par conséquent, le Coordonnateur réitère qu'à son avis, la norme et son annexe
18 Québec sont suffisantes pour application au Québec : elles sont à la fois claire,
19 adaptées au contexte québécois, et cohérentes avec l'application dans le reste
20 de l'Amérique du Nord.

21
22 **Engagement #4 – IRO-010-1a**

23 (demandé par la Régie le 2016-06-30)

24 Redéposer la norme et l'annexe Québec à la lumière de la proposition de RTA faite dans sa
25 correspondance du 23 juin 2016 (pièce C-RTA-0013).

26 **R4**

27 **Le Coordonnateur souligne que RTA propose le texte suivant comme disposition**
28 **particulière à l'annexe Québec de la norme IRO-010-1a (pièce C-RTA-0013) :**

29 *« L'exploitant d'installation de production dont les installations sont*
30 *principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles n'est pas*
31 *tenu de fournir au coordonnateur de la fiabilité les informations qu'il a*
32 *spécifiées à l'exigence E1 à l'exception de ce qui suit : (i) dans l'horizon*
33 *prévisionnel, la puissance nette aux points de raccordement de son réseau, la*
34 *production totale de ses installations de production et la charge de son*
35 *réseau, et (ii) en temps réel, la puissance nette aux points de raccordement de*
36 *son réseau.*

37 *Conséquemment, le coordonnateur de la fiabilité n'est pas tenu de connaître,*
38 *de s'informer ou d'effectuer la surveillance des ressources de production des*
39 *installations de production à vocation industrielle tel que prévu aux exigences*
40 *E1, E2 et E3. Toutefois, il devra acquérir et obtenir, en temps réel, les données*
41 *aux points de raccordement du réseau de l'entité possédant des installations*
42 *de production principalement utilisées pour alimenter des charges*
43 *industrielles.»*

44 **Puisque les exigences 1, 2 et 3 de la norme IRO-010-1a n'obligent pas le**

1 **Coordonnateur de connaître, de s’informer ou d’effectuer la surveillance, le**
2 **deuxième paragraphe de la disposition particulière proposée par RTA est**
3 **inapplicable. Le Coordonnateur ne donne donc pas suite à ce deuxième**
4 **paragraphe.**

5 **En suivi de la décision D-2015-059, le Coordonnateur intègre une disposition**
6 **particulière adaptée à la norme IRO-010-1a, qui correspond au texte imposé par**
7 **la Régie dans l’annexe Québec de la norme TOP-006-2.**

8 **Voir la norme IRO-010-1a révisée à la pièce HQCMÉ-6, Document 2 (version**
9 **française) et Document 3 (version anglaise).**

10 **Engagement #5 - PRC-024-1**

11 (demandé par la Régie le 2016-06-30 à ÉLL et RTA)

12 Commenter les impacts sur l’entité des modifications proposées en lien avec la nouvelle Annexe Qc.
13 de la norme PRC-024-1 (jointe en annexe)

14 **R5**

15 **Sans objet car demandé à ÉLL et RTA.**

16 **Engagement #6 – PRC-024-1**

17 (demandé par la Régie le 2016-06-30)

18 Confirmer l’objectif visé par l’imposition au Québec de performances spécifiques en matière de
19 réglage des protections de tension de centrale et fournir des justifications à cet effet (référence
20 nouvelle Annexe PRC-024-1)

21 **R6**

22 **Le Coordonnateur dépose les annexes Québec révisées de la norme PRC-024-1 à**
23 **la pièce HQCME-6, Document 2 (version française) et Document 3 (version**
24 **anglaise).**

25 **Le Coordonnateur rappelle l’objet de la norme :**

26 ***« Donner l’assurance que les propriétaires d’installation de production règlent***
27 ***leurs relais de protection de groupe de telle sorte que les groupes de***
28 ***production restent raccordés pendant des excursions de fréquence et de***
29 ***tension définies. »***

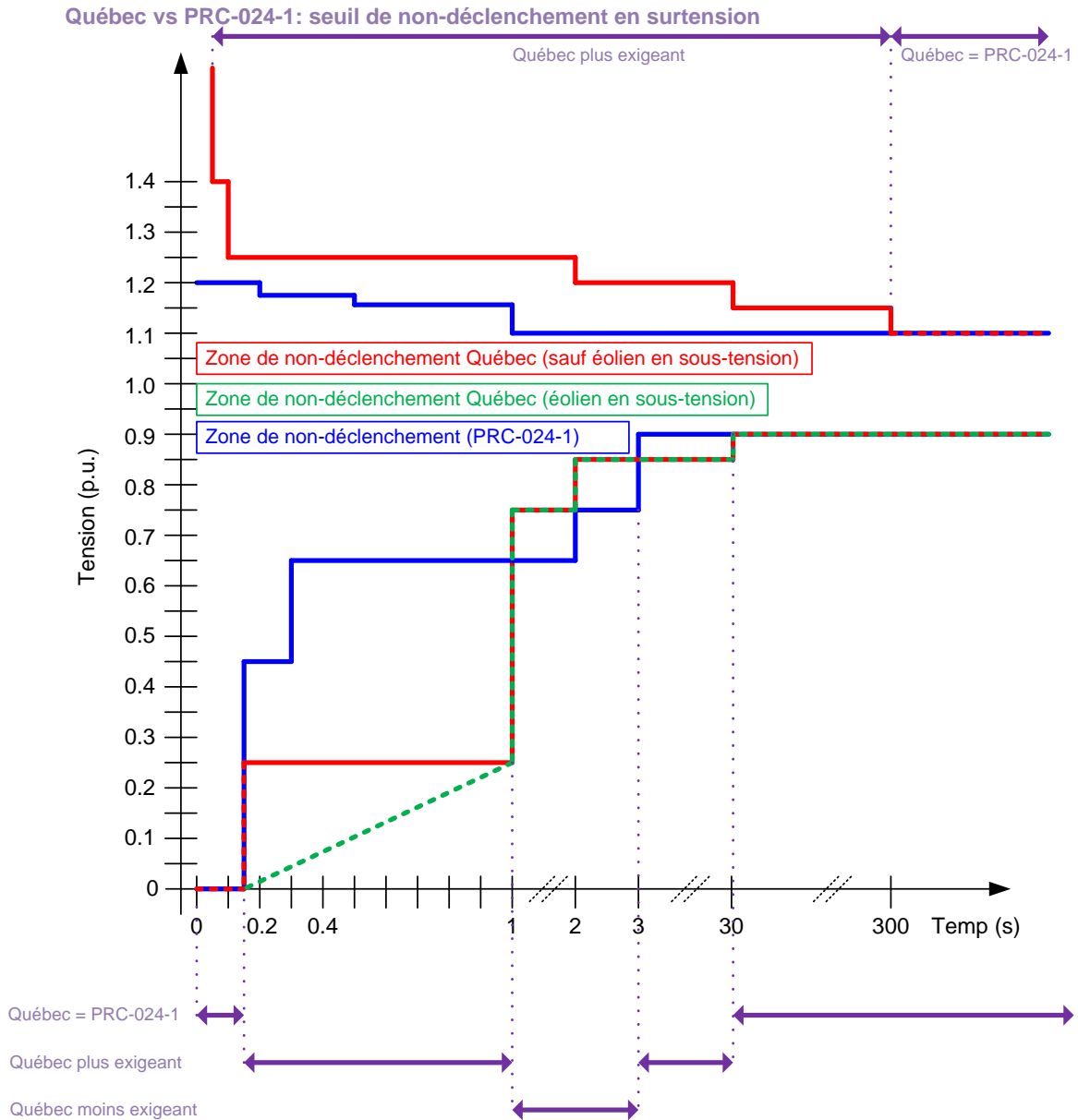
30 **Disposition particulière relative à l’exigence 2**

31 **La norme PRC-024-1 prévoit la même zone de non-déclenchement en tension**
32 **pour les différentes Interconnexions à l’annexe 2 de cette norme. Le graphique**
33 **suitant montre la zone de non-déclenchement précisée à la norme et celle**
34 **précisée aux exigences techniques de raccordement¹, désignés comme**
35 **« PRC-024-1 » et « Québec » respectivement au graphique.**

1 Exigences techniques du Transporteur relatives au raccordement de centrales électriques au réseau d’Hydro-Québec de TransÉnergie (2009)

1

**Tension: Zone de non-déclenchement des groupes de production
Comparaison Québec et NERC (PRC-024-1)**



2
3
4
5
6

Québec vs PRC-024-1: seuil de non-déclenchement en sous-tension

Puisque les zones de non-déclenchement de la norme et celles des exigences techniques de raccordement en sous-tension sont distinctes, le Coordonnateur résume deux options au tableau suivant :

1

	Option	Description
1	Statu quo : Courbes distinctes	Une entité au Québec doit respecter la zone de non-déclenchement de la norme et celle de son exigence technique de raccordement applicable. Par ailleurs, tel qu'il appert du graphique précédent, une entité qui respecterait son exigence technique de raccordement quant à sa zone de non-déclenchement pourrait être non-conforme à la norme pour la plage de tension entre 0,65 et 0,85 p.u., ce qui, de l'avis du Coordonnateur n'est pas justifiable, le tout sans incidence quant à la fiabilité du réseau.
2	Harmonisation de zone de non-déclenchement de la norme avec celle de l'exigence technique de raccordement	L'annexe Québec reprend l'exigence technique de raccordement qui exige une zone de non-déclenchement plus sévère, sauf pour les tensions entre 0,65 et 0,85 p.u.. Pour les entités qui respectent les exigences techniques de raccordement, l'impact devrait être nul. Le Coordonnateur est d'avis que cette option ne compromet pas la fiabilité du réseau. De plus, les entités qui respectent les exigences techniques de raccordement sont automatiquement conformes à la norme, ce qui simplifie la conformité au Québec : il n'y aurait qu'une seule zone de non-déclenchement exigé.

2

3

Le Coordonnateur préconise l'option 2.

4

5

6

7

Toutefois, il se peut que certaines entités ne puissent pas respecter pas l'option 2 car il n'y avait pas d'exigences techniques de raccordement publiques avant 1991 et les exigences en vigueur au moment du raccordement de leur centrale ont évolué depuis 1991.

8

9

10

Le Coordonnateur rappelle que la norme prévoit à l'exigence 2 des conditions qui permettent à l'entité de rencontrer des exigences moins rigoureuses que celles prescrites par la norme, notamment ;

11

12

13

14

15

16

« Si le *planificateur de réseau de transport* permet des réglages de relais de tension moins rigoureux que ceux prescrits à l'annexe 2 de la norme PRC-024, le propriétaire d'installation de production doit régler ses relais de protection à l'intérieur des caractéristiques de rétablissement de la tension établies par une étude du *planificateur de réseau de transport* pour un secteur particulier.

17

...

18

19

20

21

- Un groupe de production peut déclencher à l'intérieur d'une portion de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024 en cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3. »

22

23

24

25

26

Donc, une entité dont la centrale a été raccordée avant 1991 ou selon les exigences techniques de raccordement en vigueur au moment de leur raccordement, peut se prévaloir, si son équipement ne rencontre pas les exigences techniques de raccordement actuellement en vigueur, de l'exemption prévue à l'exigence 2, et elle peut demander au planificateur du réseau de

1 transport si une étude peut justifier une exigence plus tolérante à son endroit.

2 **Disposition particulière relative à l'exigence 1**

3 Par ailleurs, l'annexe Québec proposée lors de la séance de travail du 30 juin du
4 comprenait une disposition particulière pour la zone de non-déclenchement en
5 fréquence. Cette disposition est incluse à la pièce HQCMÉ-6, Document 2
6 (version française) et Document 3 (version anglaise) déposée pour adoption.

7 L'annexe 1 de la norme précise une zone de non-déclenchement quant à la
8 fréquence pour les groupes de production propres à chaque Interconnexion. En
9 raison de sa faible inertie comparée aux autres Interconnexions, la zone de non-
10 déclenchement quant à la fréquence de l'Interconnexion Québec est plus sévère
11 que celle des autres Interconnexions.

12 Cependant, les exigences techniques de raccordement permettent aux centrales
13 éoliennes, thermiques, photovoltaïques et les centrales munies de groupes
14 asynchrones de déclencher lorsque la fréquence du réseau est supérieure ou
15 égale à 61,7 Hz. En principe, les équipements de ces centrales ne peuvent pas
16 supporter une fréquence plus élevée que 61,7 Hz et doivent déclencher pour
17 empêcher des dommages. D'ailleurs, ce seuil est sensiblement le même dans les
18 autres Interconnexions.

19 Pour ces raisons, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas nécessaire d'exiger
20 une zone de non-déclenchement plus sévère pour ces centrales que celle prévue
21 aux exigences techniques de raccordement.

22 **Engagement #7**

23 (demandé par la Régie le 2016-06-30)

24 Déposer une demande et une requête amendée en lien avec les normes PRC-006-NPCC-1, PRC-010-
25 0 et PRC-022-1

26 **R7**

27 **Le Coordonnateur ne demande plus l'adoption des normes PRC-006-NPCC-1,**
28 **PRC-010-0 et PRC-022-1 pour les raisons suivantes :**

- 29 • **PRC-006-NPCC-1 :** Cette norme régionale a été développée pour
30 compléter la norme PRC-006-1. Cependant, elle présente des
31 incohérences avec la norme PRC-006-2 présentement déposée. Par
32 ailleurs, certaines exigences de la PRC-006-NPCC-1 sont redondantes
33 avec celles de la norme PRC-024-1 également déposée pour adoption.
34 De plus, un projet de révision de la PRC-006-NPCC-1 pour la rendre
35 cohérente avec PRC-006-2 est déjà en cours. Il est préférable
36 d'attendre cette norme révisée qui sera cohérente avec la PRC-006-2
37 que de mettre en vigueur la norme PRC-006-NPCC-1 qui est
38 incohérente avec la norme PRC-006-2.
- 39 • **PRC-010-0 et PRC-022-1 :** Ces normes ne s'appliquent pas au Québec,
40 car il n'existe aucun programme de délestage en sous-tension. Ces
41 normes seront remplacées par la norme PRC-010-2 qui est déjà
42 approuvée par la FERC et qui sera en vigueur le 2 avril 2017 aux États-

1 **Unis. Le Coordonnateur compte déposer la norme PRC-010-2 dans un**
2 **dossier ultérieur.**

3 **Le Coordonnateur déposera la demande et la requête amendée, à la suite de la**
4 **séance de travail (Bloc IV) du 28 juillet 2016 et des travaux, le cas échéant.**

5 **Engagement #8 – PRC-006-2**

6 (demandé par la Régie le 2016-06-30)

7 Déposer une Annexe révisée de la norme PRC-006-2 avec justification et explication de la démarche
8 en cours auprès de la NERC en lien avec la variante Québec

9 **R8**

10 **Voir la norme PRC-006-2 révisée à la pièce HQCMÉ-6, Document 2 (version**
11 **française) et Document 3 (version anglaise).**

12 **La norme PRC-006-2, notamment sa différence régionale pour le Québec, fait**
13 **l'objet d'une révision à la NERC afin de tenir compte de particularités spécifiques**
14 **à l'Interconnexion Québec. Notamment, le coordonnateur de la planification (PC**
15 **d'Hydro-Québec Transénergie (HQT) a présenté des arguments à la NERC pour**
16 **appuyer les modifications suivantes :**

- 17 1. **Une modification du critère de planification (exigence 3) ;**
18 2. **La modification d'un seuil de performance en fréquence (59 Hz) ;**
19 3. **Le retour aux délais d'origine (60 s) ;**
20 4. **La précision des installations visées.**

21 **L'exigence 3 de la norme PRC-006-2 précise que les simulations doivent**
22 **démontrer une fréquence à l'intérieur de la zone spécifiée à l'annexe 1A à la suite**
23 **d'une perte de production de 25 % pour les îlots dans la zone du coordonnateur**
24 **de la planification sans tenir compte des automatismes de réseau. Or, les études**
25 **démontrent que lorsque le réseau du Québec, constituant le seul îlot au Québec,**
26 **perd 25 % de la production en pointe, ce réseau s'effondre et aucun programme**
27 **de délestage en sous-fréquence ou automatisme ne peut empêcher cet**
28 **effondrement. De plus, lors d'un tel évènement, le réseau tend à la surfréquence**
29 **plutôt qu'à la sous-fréquence. Par conséquent, ce critère est inapplicable pour le**
30 **réseau en pointe au Québec. Hydro-Québec TransÉnergie demande donc à la**
31 **NERC de remplacer ce scénario de perte de production de 25 % par des**
32 **évènements extrêmes de référence.**

33 **En ce qui a trait à la modification du seuil, un des seuils de performance en**
34 **fréquence requis pour la différence régionale Québec relative à l'exigence 3 est**
35 **de 59,3 Hz pendant 30 secondes. Cependant, une étude a démontré que certains**
36 **scénarios réalistes résultent à une fréquence stable entre 59 Hz et 59,3 Hz. Par**
37 **conséquent, Hydro-Québec TransÉnergie demande de baisser le seuil de**
38 **performance stable de 59,3 Hz à 59 Hz qui, par ailleurs, demeure conforme avec**
39 **le seuil de non-déclenchement de 58,5 Hz des groupes de production de la**
40 **norme PRC-024-1.**

41 **De plus, le délai sera modifié de 30 secondes à 60 secondes compte tenu des**

1 études réalisées par le Coordonnateur de la planification.

2 **Finalement, les installations visées sont désignées dans la section « Différence**
3 **régionale » de la norme PRC-006-3 comme le « Québec BES ». Le Coordonnateur**
4 **remplace l'expression « Québec BES » de l'annexe Québec de la norme**
5 **PRC-006-2 par la désignation appropriée « RTP » au Québec pour ce champ**
6 **d'application.**

7 **Le Coordonnateur entend déposer la norme PRC-006-3 pour adoption par la**
8 **Régie dès l'approbation du conseil d'administration de la NERC. Le**
9 **Coordonnateur souhaite l'adoption de la norme PRC-006-2 avec les**
10 **modifications présentement à l'étude à la NERC. Toutefois, le Coordonnateur**
11 **estime nécessaire de déposer une variante de la norme PRC-006-2 pour**
12 **l'Interconnexion du Québec en attente de l'adoption de la PRC-006-3. Puisque le**
13 **Coordonnateur entend déposer la norme PRC-006-3, il n'y a pas lieu d'attendre**
14 **de voir si des modifications à la norme PRC-006-3 s'imposent à la suite de**
15 **l'examen à la NERC.**

16 **Engagement #9**

17 (demandé par la Régie le 2016-06-30)

18 Revoir la traduction de «Compliance Enforcement Authority»

19 Revoir le format pour l'expression «entité régionale»

20 Revoir la traduction de «notification»

21 Revoir la traduction de «ERO»

22 Revoir l'expression "commutation automatique"

23 Revoir la traduction de «relay scheme»

24 Déclenchement automatique [de la charge]

25 Utiliser l'expression «déclaration volontaire»

26 **R9**

27 **Voir les normes révisées à la pièce HQCMÉ-6, Document 2 (version française) et**
28 **Document 3 (version anglaise).**

29 **Commentaires sur « Compliance Enforcement Authority »**

30 **En séance de travail, il a été proposé de traduire CEA par « responsable de**
31 **l'application des normes » au lieu de la traduction actuelle de « responsable de**
32 **la surveillance de l'application des normes » dans les normes déposées et déjà**
33 **adoptées. Le Coordonnateur rejette cette traduction proposée car les entités**
34 **sont, à son avis, responsables de l'application de normes.**

35 **Considérant la traduction de « law enforcement » par l'« application de la loi »**
36 **dans le Grand Dictionnaire Terminologique de l'office de la Langue Française du**
37 **Québec, « Compliance enforcement authority » pourrait se traduire par**
38 **« responsable de l'application de la conformité ». Cependant, l'expression**
39 **« application de la conformité » est peu usitée selon notre traducteur.**

1 Dans le modèle fonctionnel de la NERC (v5), CEA est définie comme « *The*
2 *functional entity that monitors, reviews, and ensures compliance with Reliability*
3 *Standards and administers sanctions or penalties for non-compliance to the*
4 *standards* ». Notre traducteur considère que la traduction de la définition est
5 « L'entité fonctionnelle qui surveille, évalue et confirme la conformité aux
6 normes de fiabilité... ». Puisque, selon notre traducteur, on peut résumer ces
7 verbes « surveille, évalue et confirme » par « imposer » : la Régie impose la
8 conformité, les entités ont la responsabilité de l'appliquer les normes et, entre
9 les deux, le NPCC assure la surveillance de la conformité. Ainsi, notre traducteur
10 propose « responsable de l'imposition de la conformité » pour CEA. Un autre
11 traducteur propose « responsable des mesures pour assurer la conformité ».

12 Le Coordonnateur note que les traducteurs diffèrent quant à la meilleure
13 traduction de l'expression CEA. Le Coordonnateur considère que les
14 expressions suivantes sont toutes valables :

- 15 • « Responsable de la surveillance de l'application des normes »,
- 16 • « Responsable de l'application de la conformité »,
- 17 • « Responsable de l'imposition de la conformité »,
- 18 • « Responsable des mesures pour assurer la conformité » et
- 19 • « Responsable de la surveillance et de l'application de la conformité »

20 En principe, toutes ces expressions sont valables puisqu'elles désignent, sans
21 ambiguïté au Québec selon le Coordonnateur, la Régie de l'énergie. Même si ces
22 expressions sont toutes valables, le Coordonnateur préconise « Responsable de
23 la surveillance et de l'application de la conformité ». Puisque la Régie est
24 responsable du contenu des Ententes et du PSCAQ et qu'il s'agit de la façon de
25 désigner la Régie elle-même, le Coordonnateur invite la Régie à choisir l'une de
26 ces expressions ou une autre, et d'informer le Coordonnateur de son choix. Le
27 Coordonnateur donnera suite, le cas échéant, dans les futurs dépôts de normes.
28 Le Coordonnateur ajoutera, si nécessaire, l'expression choisie au Glossaire,
29 ainsi que l'expression « Responsable de la surveillance de l'application des
30 normes » pour assurer une compréhension cohérente avec les normes déjà en
31 vigueur.