

**Réponses du Coordonnateur de la fiabilité
aux engagements souscrits
lors de la séance de travail
tenue le 22 septembre 2016**

R5 déposée en partie caviardée

1 Tableau des engagements du Coordonnateur pris le 28 et 29 juillet 2016

#	Libellé de l'engagement
1.	Déposer pour adoption la norme COM-001-2.1 en remplacement de la norme COM-001-2
2.	Déposer une demande amendée pour le remplacement de version de normes déposées (ex. VAR-001; COM-001 ; BAL-003)
3.	Inclure dans l'historique de l'annexe une mention quant au retrait des exigences des normes BAL-005-0.2b, FAC-010-2.1 et FAC-011-2 et FAC-013-2
4.	Revoir la traduction de «adherence» en référence à l'exigence E1.2 de la norme FAC-002-2
5.	Identifier la pertinence et l'impact au Québec d'appliquer un défaut triphasé au réseau RTP pour le calcul des SOL sur l'interconnexion avec RTA (FAC-010-2.1 et FAC-011-2)
6.	Proposer une procédure pour réaliser la mise à jour de la norme FAC-010 à la suite de l'adoption le cas échéant de la norme TPL-001
7.	Commenter l'opportunité d'adopter la norme FAC-010 avec le renvoi à la norme TPL-003
8.	Commenter le besoin avec justification de synchroniser les entrées en vigueur de la norme FAC-013 et les normes MOD y étant référées
9.	Redéposer la norme FAC-013-2 en corrigeant la mesure M2 et en révisant la numérotation conformément à la version anglaise ainsi que le retrait de la mesure
10.	Réévaluer le délai d'entrée en vigueur de la norme FAC-013-2
11.	Évaluer la pertinence de maintenir les demandes d'adoption des normes MOD-028 et MOD-030 et justifier le retrait le cas échéant
12.	Réévaluer la pertinence de préciser l'applicabilité BES ou RTP des exigences de la norme PER-005-2
13.	Réévaluer la pertinence de préciser l'applicabilité au PVI des exigences de la norme PER-005-2 (délai à vérifier),
14.	Identifier les normes de remplacements des normes MOD-010 et MOD-012 référées dans la norme TPL-001 et fournir un horizon de leurs dépôts pour adoption
15.	Commenter l'opportunité d'adopter la norme TPL-001 avec le renvoi aux normes MOD-010 et MOD-012
16.	Utiliser l'expression «charge active» plutôt que «charge réelle» lorsqu'elle s'applique à de la charge active par opposition à la charge réactive (ex. E1.1.4 de la norme TPL-001-4)

17.	Réévaluer les dispositions relatives au plan d'actions correctives énumérées 3iem. paragraphe de la section A-5 (« Pendant 84 mois »),.
18.	Évaluer la pertinence de préciser à nouveau au niveau du Tableau 1 que les événements s'applique aux installations classées «Bulk»,

1 **Engagement #1.**

2 Déposer pour adoption la norme COM-001-2.1 en remplacement de la norme COM-001-2

3 R1

4 **Voir la pièce HQCME-9, Document 2 (version française) et Document 3 (version**
5 **anglaise).**

6 **Engagement #2.**

7 Déposer une demande amendée pour le remplacement de version de normes déposées (ex. VAR-001;
8 COM-001 ; BAL-003).

9 R2

10 **Le Tableau R2 indique les normes en examen à la Régie qui ont connu des**
11 **révisions mineures aux États-Unis.**

12 **Tableau R2 – Normes en examen à la Régie**

13

Normes	Suivi des modifications	Modification de la norme à l'examen
BAL-003-1.1	Coquilles	Oui.
COM-001-2.1	Coquilles	Oui.
INT-004-3.1	Changement de mise en vigueur	Non, modification sans impact sur la surveillance au Québec.
INT-009-2.1	Changement de mise en vigueur	Non, modification sans impact sur la surveillance au Québec.
INT-010-2.1	Changement de mise en vigueur	Non, modification sans impact sur la surveillance au Québec.
VAR-001-4.1	Coquilles	Cette norme est déjà adoptée par la Régie (D-2016-150).

14 **Les modifications de ces normes sont mineures et n'ont pas d'impact sur la**
15 **fiabilité. De plus, ces modifications n'ont pas d'impact sur les versions**
16 **françaises de ces normes. Le Coordonnateur estime néanmoins qu'il est**

1 **opportun de remplacer les versions anglaises par les versions en vigueur chez**
2 **ses voisins nord-américains afin de simplifier le processus de surveillance du**
3 **NPCC (pour utiliser les mêmes Questionnaire de l'audit (RSAW), par exemple).**

4 **Tel qu'indiqué au tableau ci-haut, certaines de ces normes ont des coquilles**
5 **dans des textes qui ne trouvent pas application au Québec : la section de mise**
6 **en vigueur est remplacée systématiquement par l'annexe Québec, par exemple.**

7 **Le tableau exclut certaines normes qui ont eu une révision mineure, et par la**
8 **suite, une révision majeure. Dans ces cas, les procédures de surveillance ne**
9 **seraient pas simplifiées par la mise en vigueur de la révision mineure. Par**
10 **conséquent, le Coordonnateur estime qu'il n'est pas pertinent de remplacer ces**
11 **normes au dossier.**

12 **Puisque le Coordonnateur modifie la demande d'adoption dans le dossier**
13 **R-3944-2015 pour retirer les normes MOD-028 et MOD-030 (voir la réponse à**
14 **l'engagement 11), il prend l'opportunité de demander l'adoption de la norme**
15 **BAL-003-1.1 plutôt que la norme BAL-003-1. Cependant, puisque la Régie a déjà**
16 **adopté la norme VAR-001-4.1 au lieu de la norme VAR-001-4.1 dans sa décision**
17 **D-2016-150, il n'y a pas lieu de modifier la demande d'adoption relative à cette**
18 **norme.**

19 **Par ailleurs, puisque le Coordonnateur ne retire aucune norme au dossier**
20 **R-3957-2015, il ne déposera pas une demande d'adoption pour la révision**
21 **mineure de la norme COM-001-2 dans ce dossier. L'adoption de la norme**
22 **VAR-001-4.1 par la Régie sans une modification préalable de la demande**
23 **confirme que cette étape procédurale est sans valeur ajoutée.**

24 **Voir la pièce HQCME-9, Document 2 (version française) et Document 3 (version**
25 **anglaise).**

26 **Engagement #3**

27 **Inclure dans l'historique de l'annexe une mention quant au retrait des exigences des normes BAL-005-**
28 **0.2b, FAC-010-2.1 et FAC-011-2 et FAC-013-2**

29 **R3**

30 **Voir la pièce HQCME-9, Document 2 (version française) et Document 3 (version**
31 **anglaise).**

32 **Engagement #4**

33 **Revoir la traduction de «adherence» en référence à l'exigence E1.2 de la norme FAC-002-2**

34 **R4**

35 **Les traducteurs du Coordonnateur ont proposé le mot « respect » pour la**
36 **traduction de « adherence ». Voir la pièce HQCME-9, Document 2 (version**
37 **française) et Document 3 (version anglaise).**

1 **Engagement #5**

2 Identifier la pertinence et l'impact au Québec d'appliquer un défaut triphasé au réseau RTP pour le
3 calcul des SOL sur l'interconnexion avec RTA (FAC-010-2.1 et FAC-011-2)

4 R5

5 **Le Coordonnateur souligne que la robustesse d'un réseau à un défaut triphasé**
6 **est un critère dans l'horizon de planification et dans l'horizon d'exploitation**
7 **reconnu dans l'industrie électrique. Au Québec, le Coordonnateur considère qu'il**
8 **est pertinent d'appliquer ce critère pour le calcul des SOL sur les**
9 **interconnexions avec RTA car ce dernier est un centre de production important.**

10
11
12
13
14
15



16 **Compte tenu que la Régie a adopté et mis en vigueur les normes FAC-010-2.1,**
17 **FAC-011-2 et la norme associée FAC-014-2 ainsi que leurs annexes Québec, le**
18 **Coordonnateur ne considère pas nécessaire de revoir le champ d'application de**
19 **ces normes tant que les impacts mentionnés ci-haut ne sont pas précisés.**

20 **Engagement #6**

21 Proposer une procédure pour réaliser la mise à jour de la norme FAC-010 à la suite de l'adoption le
22 cas échéant de la norme TPL-001

23 R6

24 **La norme FAC-010-2.1 a déjà été adoptée par la Régie et est en vigueur au**
25 **Québec actuellement. À la suite du retrait d'une exigence par la FERC, le**
26 **Coordonnateur dépose une nouvelle version de cette norme au dossier R-3944-**
27 **2015 pour adoption par la Régie.**

28 **Aux exigences 2.5 et 2.6 de la norme FAC-010-2.1, la méthode du responsable de**
29 **la planification doit tenir compte des contingences multiples définies dans la**
30 **norme TPL-003. Cependant, la norme TPL-003 n'a pas été adoptée par la Régie.**
31 **De plus, la norme TPL-003 n'est plus en vigueur aux États-Unis et a été**
32 **remplacée par la norme TPL-001-4, à l'examen par la Régie actuellement. Il est à**
33 **noter que les juridictions voisines ont adopté et maintenu la référence à la norme**
34 **TPL-003 dans la norme FAC-010-2.1, bien qu'elle soit devenue désuète. De plus,**
35 **la norme FAC-010-3 contient cette même référence. Cette norme a été adoptée**
36 **par le conseil d'administration de la NERC en novembre 2014, soit environ 1 an**
37 **après l'approbation de la norme TPL-001-4 par la FERC en remplacement de la**
38 **norme TPL-003-1. La FERC a ensuite approuvé la norme FAC-010-3 en novembre**
39 **2015 pour une mise en vigueur au 1^{er} avril 2017.**

1 La *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ) prévoit, à l'article 85.7 alinéa 2, qu'une
2 norme de fiabilité peut rendre applicable par renvoi des normes approuvées par
3 la NERC. Dans le cas présent, la norme FAC-010 fait un renvoi à une partie d'une
4 norme, notamment, les contingences multiples applicables définies dans la
5 norme TPL-003 qui a été remplacée par la norme TPL-001-4. Le Coordonnateur
6 comprend que la Régie a déjà accepté ce principe par l'adoption et la mise en
7 vigueur de la norme FAC-010-2.1.

8 Lorsque la NERC évaluera la norme FAC-010 pour une révision éventuelle, le
9 Coordonnateur fera valoir au comité de rédaction que la référence à la norme
10 TPL-003 devrait être mise à jour pour référer à la norme TPL-001. Entretemps, le
11 Coordonnateur ne voit pas de difficulté d'appliquer au Québec ce qui se fait
12 ailleurs en Amérique du Nord.

13 Si la Régie souhaite devancer la NERC pour remplacer la référence à la norme
14 TPL-003, le Coordonnateur entrevoit deux façons de procéder :

- 15 • Si la Régie adopte la norme TPL-001-4, le Coordonnateur pourrait examiner
16 et comparer les contingences de cette version avec celles prévues par la
17 norme TPL-003, et ensuite adapter la référence requise dans l'annexe
18 Québec de la norme FAC-010-2.1.
- 19 • Que la Régie adopte la norme TPL-001-4 ou non, le Coordonnateur pourrait
20 intégrer la liste de contingences de la norme TPL-003 dans l'annexe
21 Québec de la norme FAC-010-2.1.

22 De l'avis du Coordonnateur, la Régie devrait adopter et mettre en vigueur la
23 norme, tel que déposée au dossier R-3944-2015, et demander au Coordonnateur
24 de soumettre à nouveau la norme pour adoption par la Régie soit dans une
25 phase ultérieure du présent dossier ou soit dans un nouveau dossier.

26 Le Coordonnateur expose sa justification de cette approche en deux phases en
27 réponse à l'engagement 7.

28 Engagement #7

29 Commenter l'opportunité d'adopter la norme FAC-010 avec le renvoi à la norme TPL-003.

30 R7

31 Le Coordonnateur est d'avis que l'adoption de la norme FAC-010, contenant à
32 ses exigences 2.5 et 2.6 des renvois à la norme de la NERC TPL-003, est
33 appropriée et respecte les dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ).
34 D'ailleurs, dans le dossier R-3699-2009, la Régie a adopté la norme FAC-010-2.1
35 avec une référence à une norme de la NERC qui n'est pas en vigueur au Québec.

36 La LRÉ permet l'application par renvoi de normes de la NERC et les références
37 dans la norme FAC-010 à la norme TPL-003 constituent une application de cette
38 pratique. La norme FAC-010 serait claire pour son application au Québec, autant
39 que dans les autres juridictions en Amérique du Nord. Le Coordonnateur
40 rappelle que la politique énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec

1 avait pour objectif d'« harmoniser le régime de normes de fiabilité du transport
2 de l'électricité avec celui de nos partenaires nord-américains.»¹

3 Néanmoins, si la Régie souhaite que le Coordonnateur modifie cette référence, le
4 Coordonnateur suggère que la Régie utilise la même approche que la FERC,
5 c'est-à-dire adopter la norme telle quelle et demander au Coordonnateur de
6 revenir avec une proposition, soit dans une phase ultérieure du présent dossier,
7 soit dans un nouveau dossier. De ces deux options, le Coordonnateur privilégie
8 un nouveau dossier. Le délai permettrait au Coordonnateur de développer une
9 modification cohérente et permettrait également au processus de mises à jour
10 des normes de la NERC de possiblement résoudre le problème à la source dans
11 une révision de la norme. Le Coordonnateur rappelle cependant que l'objectif
12 d'harmonisation des régimes obligatoires souhaitée par le législateur implique
13 nécessairement des mises en vigueur au Québec sans délais importants.

14 Par ailleurs, la Régie pourrait, lorsqu'elle adopte une norme comprenant une
15 exigence problématique, suspendre l'application de cette exigence. Cependant, à
16 moins d'un problème grave affectant la mise en vigueur ou l'application de la
17 norme, le Coordonnateur estime qu'il est préférable de permettre la mise en
18 vigueur d'une exigence que de la suspendre pendant un examen plus
19 approfondi. Le Coordonnateur note que les exigences dans les normes, dans les
20 dossiers passés et en cours, peuvent présenter des difficultés ou des situations
21 devant être analysées en surveillance de la conformité que la Régie ou les
22 intervenants n'ont pas soulevées. C'est d'ailleurs pourquoi, au sein des
23 processus de la NERC, l'on retrouve de nombreuses révisions de normes, de
24 manière à résoudre ces difficultés lorsqu'identifiées par l'industrie durant la
25 surveillance. Cette réalité fait en sorte que les surveillants doivent toujours
26 moduler leurs activités en fonction des particularités et des difficultés
27 d'interprétation des exigences en vigueur. Encore faut-il que les exigences
28 soient en vigueur.

29 Avec égards, il n'apparaît pas souhaitable qu'il soit exigé du Coordonnateur qu'il
30 prévoie, analyse et résolve toutes ces difficultés et situations possibles. *A priori*,
31 une nouvelle norme lorsqu'elle a été développée par l'industrie nord-américaine,
32 adoptée par la FERC et mise en vigueur tant par la FERC que par les juridictions
33 canadiennes voisines, est meilleure pour la fiabilité que la norme qu'elle
34 remplace et également supérieure à une absence de norme, même si elle peut
35 présenter certaines difficultés en surveillance de la conformité. À l'inverse, un
36 examen approfondi de ces difficultés en amont de l'adoption de la norme
37 implique un délai réglementaire, souvent important. Or, un délai trop long avant
38 la mise en vigueur au Québec nuit à la mise en place et le bon fonctionnement du
39 régime obligatoire et nuit à l'harmonisation de régime du Québec avec celui des
40 voisins nord-américains. À titre d'exemple, de nouvelles versions d'une norme
41 peuvent être approuvées aux États-Unis avant même qu'une première version de
42 cette norme puisse avoir fait l'objet d'un examen approfondi par la Régie.

43 Pour conclure, le Coordonnateur estime que la norme FAC-010-2.1 demeure
44 pertinente pour la fiabilité, que le retrait d'une exigence jugée redondante par
45 l'industrie et les autorités réglementaires nord-américaines hors Québec est

¹ [« La stratégie énergétique du Québec 2006-2015 », p. 97](#)

1 souhaitable, et que cette norme, dans sa nouvelle version, doit demeurer en
2 vigueur au Québec. Si la Régie juge que cette norme peut présenter une difficulté
3 potentielle en surveillance de la conformité, le Coordonnateur est d'avis que la
4 Régie devrait néanmoins l'adopter et la mettre en vigueur, quitte à lui demander
5 de proposer une nouvelle version dans un dossier ultérieur.

6 **Engagement #8**

7 Commenter le besoin avec justification de synchroniser les entrées en vigueur de la norme FAC-013
8 et les normes MOD y étant référées.

9 R8

10 La norme FAC-013-2 encadre la vision globale de la capacité de transfert du
11 réseau en fonction des éléments limitatifs de celui-ci. Plus précisément, elle vise
12 la planification de la capacité de transfert du réseau pour l'horizon de
13 planification court terme, avec les intrants suivants :

- 14 • Le choix de la méthodologie utilisée
- 15 • Les calculs des ATC

16 Les normes MOD représentent la vision journalière de la capacité de transfert de
17 charge. Les normes MOD-028-1, MOD-029-1 et MOD-030-1 établissent les
18 méthodologies de transfert de charge reconnues par la NERC. La norme
19 MOD-001-1 détermine les méthodes de calculs des ATC et ATF.

20 Sans coordination avec les normes MOD, la charge limitative de transit de
21 charge pourrait affecter la capacité du TOP à respecter ses engagements
22 contractuels. Il serait donc illogique d'adopter la norme FAC-013-2 sans
23 l'adoption des normes MOD car cette norme FAC serait non-applicable à elle
24 seule.

25 Les dates de mise en vigueur des normes FAC-013-2, MOD-001-1 et MOD-029-1
26 doivent être synchronisées car ces normes sont interdépendantes. Le
27 Coordonnateur estime que la mise en vigueur de la norme FAC-013-2 ne devrait
28 pas être retardée même si les normes MOD-028 et MOD-030 ne sont pas
29 adoptées et appliquées au Québec (voir la réponse à l'engagement 11). Par
30 conséquent, le Coordonnateur dépose une modification à l'annexe Québec de la
31 norme FAC-013-2 pour lier sa date de mise en vigueur à celle des normes
32 MOD-001 et MOD-029.

33 Voir la norme FAC-013-2 et son annexe Québec à la pièce HQCME-9, Document 2
34 (version française) et Document 3 (version anglaise).

35 **Engagement #9**

36 Redéposer la norme FAC-013-2 en corrigeant la mesure M2 et en révisant la numérotation
37 conformément à la version anglaise ainsi que le retrait de la mesure

1 R9

2 **Voir la pièce HQCME-9, Document 2 (version française) et Document 3 (version**
3 **anglaise).**

4 **Engagement #10**

5 Réévaluer le délai d'entrée en vigueur de la norme FAC-013-2

6 R10

7 **Puisque la norme FAC-013-2 ne vise qu'Hydro-Québec TransÉnergie qui s'y**
8 **conforme déjà depuis la mise en vigueur aux États-Unis le 1^{er} octobre 2014, il n'y**
9 **a pas lieu de donner le même délai de mise en vigueur qu'aux États-Unis. Par**
10 **conséquent, le Coordonnateur demande le délai habituel, soit le 1^{er} jour du**
11 **trimestre civil suivant la date d'adoption des normes MOD-001-1, MOD-029-1 et**
12 **FAC-013-2.**

13 **Voir la pièce HQCME-9, Document 2 (version française) et Document 3 (version**
14 **anglaise).**

15 **Engagement #11**

16 Évaluer la pertinence de maintenir les demandes d'adoption des normes MOD-028 et MOD-030 et
17 justifier le retrait le cas échéant.

18 R11

19 **La norme MOD-001-1a exige que chaque exploitant de réseau de transport**
20 **choisisse une méthodologie conforme aux normes MOD-028, MOD-029 ou**
21 **MOD-030 pour le calcul des ATC ou AFC.**

22 **Au Québec, le Coordonnateur est le seul exploitant de réseau de transport et il a**
23 **choisi la méthodologie suivant la norme MOD-029. Il n'entrevoit pas modifier ce**
24 **choix à court ou moyen-terme.**

25 **Dans une perspective de futurs exploitants de réseaux de transport, le**
26 **Coordonnateur a déposé les normes MOD-028 et MOD-030, qui ne sont pas**
27 **actuellement appliquées au Québec afin que ceux-ci puissent éventuellement**
28 **exercer leur discrétion.**

29 **Il est à noter que ces normes ont été révisées et qu'il n'a pas d'expertise**
30 **particulière sur ces normes que le Coordonnateur n'applique pas. Dans une**
31 **perspective où la Régie examine de façon exhaustive toutes les normes**
32 **déposées pour adoption, le Coordonnateur se préoccupe quant à sa capacité de**
33 **répondre aux questions de la Régie sur ces méthodologies.**

34 **Par ailleurs, le Coordonnateur estime que les normes MOD-028 et MOD-030 ne**
35 **sont actuellement pas nécessaires à la fiabilité du transport d'électricité au**
36 **Québec.**

37 **De plus, le Coordonnateur s'est informé auprès de ses voisins du NPCC et**

1 **ceux-ci appliquent seulement la norme MOD-029a. Par conséquent, il est**
2 **vraisemblable que même si une nouvelle entité était désignée TOP, elle se**
3 **prévaudrait probablement de la même méthode en vigueur au Québec et dans le**
4 **nord-est de l'Amérique du nord.**

5 **Pour ces raisons, le Coordonnateur retire sa demande d'adoption relative aux**
6 **normes MOD-028 et MOD-030.**

7 **Engagement #12**

8 Réévaluer la pertinence de préciser l'applicabilité BES ou RTP des exigences de la norme PER-005-2

9 R12

10 **Le Coordonnateur est d'accord d'ajouter d'une disposition particulière dans la**
11 **section « applicabilité » de la norme PER-005-2 puisque les exigences sont**
12 **relatives à la fiabilité du RTP.**

13 **Voir la pièce HQCME-9, Document 2 (version française) et Document 3 (version**
14 **anglaise).**

15 **Engagement #13**

16 Réévaluer la pertinence de préciser l'applicabilité au PVI des exigences de la norme PER-005-2 (délai
17 à vérifier),

18 R13

19 **L'applicabilité de la norme PER-005-2 s'applique au coordonnateur de la fiabilité,**
20 **au responsable de l'équilibrage, et à l'exploitant de réseau de transport. En ce**
21 **qui concerne l'application au propriétaire d'installation de transport et à**
22 **l'exploitant d'installation de production, la norme précise aux sections 4.1.4.1 et**
23 **4.1.5.1 :**

24 • **Le propriétaire d'installation de transport qui dispose de personnel, à**
25 **l'exclusion des opérateurs de terrain, capable d'agir de manière autonome**
26 **pour exploiter ou diriger l'exploitation en temps réel des installations du**
27 **propriétaire d'installation de transport qui font partie du système de**
28 **production-transport d'électricité.**

29 • **L'exploitant d'installation de production qui dispose de personnel de**
30 **répartition travaillant dans un centre de répartition central, recevant des**
31 **directives du coordonnateur de la fiabilité, du responsable de**
32 **l'équilibrage, de l'exploitant de réseau de transport ou du propriétaire**
33 **d'installation de transport associé à l'exploitant d'installation de**
34 **production, et pouvant élaborer des instructions de répartition précises à**
35 **l'intention du personnel d'exploitation de centrale sous son autorité. Ce**
36 **personnel exclut le personnel d'exploitation travaillant dans une centrale**
37 **de production, ainsi que le personnel d'un centre de répartition central qui**
38 **ne fait que relayer les instructions de répartition sans les modifier.**

1 **Cette inclusion des entités exerçant les fonctions de propriétaire d'installation de**
2 **transport (TO) et d'exploitant d'installation de production (GOP) découle des**
3 **ordonnances 693 et 742 de la FERC qui stipule qu'il est essentiel que le**
4 **personnel tel que décrit aux sections 4.1.4.1 et 4.1.5.1 ait une formation adéquate**
5 **pour comprendre l'impact de leur fonction sur le système de production-**
6 **transport. Chacune de ces sections précise leur application avec des conditions**
7 **spécifiques pour le personnel qui a nécessairement un impact sur le système de**
8 **production-transport.**

9 **Lors de la séance de travail, le représentant de RTA était sceptique que son**
10 **personnel, même s'il rencontrerait les conditions énoncées, devrait être visé par**
11 **cette norme puisqu'il estimait que l'impact de RTA sur le réseau du Transporteur**
12 **était minime. Le Coordonnateur considère que l'impact de RTA sur le réseau du**
13 **Transporteur n'est pas minime et rappelle que RTA, avec plus de 3500 MVA de**
14 **production, est le plus grand producteur au Québec après Hydro-Québec**
15 **Production (HQP). Si RTA n'est pas visé par cette norme, cela implique que tous**
16 **les exploitants d'installation de production du Québec, sauf HQP, devraient être**
17 **exclus également. Par cette logique, la grande majorité des entités de l'Amérique**
18 **du Nord serait exclus aussi. Or, la norme est en vigueur aux États-Unis depuis le**
19 **1er juillet 2016 et à la connaissance du Coordonnateur, il n'y a pas ce genre**
20 **d'exclusion.**

21 **Le Coordonnateur est d'avis que les sections 4.1.4.1 et 4.1.5.1 de la norme sont**
22 **applicables au Québec et que le personnel précisé à ces sections doit connaître**
23 **l'impact que peut avoir leurs activités sur l'exploitation fiable du réseau RTP.**
24 **D'ailleurs, le texte est clair et spécifique. Par conséquent, il n'y a pas lieu**
25 **d'ajouter une disposition particulière pour alléger l'application à une entité PVI.**
26 **Le Coordonnateur est d'avis que la norme devrait s'appliquer au personnel d'une**
27 **entité visée qui rencontre les conditions décrites à ces sections. Le**
28 **Coordonnateur souligne que l'exploitant d'installation de production peut**
29 **adapter son programme de formation tel que prévu à l'exigence 6 de la norme.**

30 **L'exigence 6 ne vise pas seulement l'exploitation en situation normale, mais**
31 **également, l'exploitation en situation d'urgence, ce qui confirme que la formation**
32 **du personnel est importante pour assurer la fiabilité du RTP.**

33 **Pour ces raisons, le Coordonnateur est d'avis que la norme et son annexe**
34 **Québec sont pertinentes telles que déposées au présent dossier.**

35 **Engagement #14**

36 **Identifier les normes de remplacements des normes MOD-010 et MOD-012 référées dans la norme**
37 **TPL-001 et fournir un horizon de leurs dépôts pour adoption**

38 **R14**

39 **Les normes qui remplacent les normes MOD-010 et MOD-012 sont les normes**
40 **MOD-032-1 et MOD-033-1 qui font l'objet d'un examen de la Régie dans le cadre**
41 **du dossier R-3944-2015.**

1 **Engagement #15**

2 Commenter l'opportunité d'adopter la norme TPL-001 avec le renvoi aux normes MOD-010 et MOD-
3 012

4 R15

5 **Mis à part le fait que la norme TPL-001-4 n'est actuellement pas en vigueur, la**
6 **réponse à l'engagement 7 s'applique intégralement quant à l'opportunité**
7 **d'adopter la norme TPL-001-4.**

8 **Engagement #16**

9 Utiliser l'expression «charge active» plutôt que «charge réelle» lorsqu'elle s'applique à de la charge
10 active par opposition à la charge réactive (ex. E1.1.4 de la norme TPL-001-4)

11 R16

12 **En fait, « charge active » et « charge réelle » sont des synonymes et traduisent**
13 **également le terme « real Load ». Pour faciliter la comparaison avec la**
14 **« puissance active » et la « charge réactive », le Coordonnateur remplace**
15 **« charge réelle » par « charge active » dans la norme TPL-001-4.**

16 **Voir la pièce HQCME-9, Document 2 (version française) et Document 3 (version**
17 **anglaise).**

18 **Engagement #17**

19 Réévaluer les dispositions relatives au plan d'actions correctives énumérées 3^{em}. paragraphe de la
20 section A-5 (« Pendant 84 mois »).

21 R17

22 **Les dispositions permettent une transition sur 84 mois pour les entités à la suite**
23 **de la mise en vigueur de cette norme aux États-Unis et sont donc une forme**
24 **d'allègement de la norme. Le Coordonnateur n'a pas transposé ces dispositions**
25 **à la section de date effective de l'annexe Québec qu'il a déposée.**

26 **La norme est en vigueur aux États-Unis depuis le 1^{er} janvier 2015. Hydro-Québec**
27 **TransÉnergie, la seule entité visée au Québec par cette norme, se conforme**
28 **volontairement à cette norme depuis sa mise en vigueur. Le Coordonnateur ne**
29 **croit pas que la norme et son annexe Québec doivent être plus sévères au**
30 **Québec qu'ailleurs en Amérique du Nord. Par conséquent, il propose d'inclure**
31 **des dispositions de transition et de les arrimer avec les dates en Amérique du**
32 **Nord.**

33 **Voir la pièce HQCME-9, Document 2 (version française) et Document 3 (version**
34 **anglaise).**

1 **Engagement #18**

2 Évaluer la pertinence de préciser à nouveau au niveau du Tableau 1 que les événements s'appliquent
3 aux installations classées «Bulk»,

4 R18

5 **Le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas pertinent d'ajouter une disposition**
6 **particulière au Tableau 1 précisant que les événements s'appliquent aux**
7 **installations classés « Bulk » puisqu'une disposition particulière existe déjà à la**
8 **section « Applicabilité ». Cette disposition particulière s'applique à la norme**
9 **(incluant le tableau 1) et stipule que la présente norme s'applique seulement aux**
10 **installations du réseau « bulk » (BPS).**