

**Réponses du Coordonnateur de la fiabilité  
aux engagements souscrits  
lors de la séance de travail  
tenue le 2 juin 2016**



1 **Engagement #1.**

2 (demandé par la Régie le 2016-06-02)

3 (Norme EOP-004-2)

4 Justifier le champ d'application au RTP pour ce qui est des dommages ou des menaces physiques sur  
5 les installations (CIP-001).

6 R1 **La norme EOP-004-2 remplace la norme EOP-004-1 qui a été adoptée par la Régie**  
7 **dans sa décision D-2015-098 ainsi que son Annexe qui spécifie le champ**  
8 **d'application au RTP.**

9 **La norme CIP-001-2a stipulait que les actes de sabotage « ayant des**  
10 **répercussions sur de plus grandes parties de l'Interconnexion » devaient être**  
11 **déclarés et son Annexe ne mentionne aucune disposition particulière relative au**  
12 **champ d'application RTP pour les événements à déclarer. Il s'ensuit que des**  
13 **actes perpétrés sur des installations ne faisant pas partie du RTP, mais pouvant**  
14 **avoir un impact sur l'Interconnexion devaient être déclarés.**

15 **Considérant que la norme EOP-004-2 remplace la norme CIP-001-2a, la notion**  
16 **d'acte de sabotage a été abandonnée et remplacée par les expressions**  
17 **« dommage ou destruction » et « menace physique » à l'annexe 1 de la norme**  
18 **EOP-004-2 qui y dresse une liste des types d'événements à déclarer. Le seuil de**  
19 **déclaration pour les types d'événements se rapportant à des « dommages ou**  
20 **destructions » ou des « menaces physiques » utilisent le terme « installation »**  
21 **défini comme suit au glossaire :**

22 Ensemble d'équipements électriques qui fonctionnent comme un seul  
23 élément du système de production-transport d'électricité (Exemples :  
24 ligne, groupe de production, compensateur shunt, transformateur, etc.).

25 **Cette définition du terme « installation » est liée toutefois au système de**  
26 **production-transport d'électricité (BES).**

27 **Le Coordonnateur considère que l'application des normes de fiabilité au Québec**  
28 **est le RTP et justifie ainsi le champ d'application au RTP pour ce qui est des**  
29 **dommages ou des menaces physiques sur les installations.**

30 **Engagement #2.**

31 (demandé par la Régie le 2016-06-02)

32 (Norme EOP-004-2)

33 Proposer une disposition particulière permettant de clarifier les expressions «entité régionale de  
34 fiabilité», «organisation de fiabilité électrique» en lien avec l'exigence E1 et évaluer la pertinence de  
35 préciser les entités devant recevoir les rapports et, le cas échéant, proposer une disposition particulière  
36 à cet effet.

1 R2

2 Le Coordonnateur souligne qu'une norme de fiabilité de la NERC qui fait  
3 référence au « *Electric Reliability Organization (ERO)* », réfère à la « *North*  
4 *American Electric Reliability Corporation* » (la NERC) qui est désignée à titre  
5 d'organisation de fiabilité électrique par une ordonnance de la « *Federal Energy*  
6 *Regulatory Commission* » (la FERC) des États-Unis, chargée de développer des  
7 normes de fiabilité pour le transport d'électricité aux États-Unis. De plus, le  
8 « *Northeast Power Coordinating Council* », (le NPCC) a été désigné comme une  
9 entité régionale transfrontalière pour le nord-est des États-Unis, conformément à  
10 une convention avec la NERC, chargé de développer des critères de fiabilité  
11 régionaux plus rigoureux et veiller à ce qu'ils soient respectés<sup>1</sup>.

12 Compte tenu de ces désignations déjà connues de l'industrie, le Coordonnateur  
13 ne voit pas la pertinence d'ajouter une disposition particulière pour clarifier les  
14 expressions « entité régionale de fiabilité » et « organisation de fiabilité  
15 électrique » en lien avec l'exigence E1.

16 Toutefois, le Coordonnateur est d'avis que l'expression « organisation de fiabilité  
17 électrique » s'applique pour l'ensemble des normes de fiabilité, et non seulement  
18 pour la norme EOP-004-2. Si la Régie le juge nécessaire, cette expression  
19 pourrait ainsi être ajoutée au Glossaire pour spécifier qu'il s'agit de la NERC  
20 pour le Québec. Il est à noter que l'expression « entité régionale de fiabilité »  
21 correspond à l'expression « organisation régionale de fiabilité » ou « entité  
22 régionale » telle que définie au glossaire. Cette définition pourrait être modifiée  
23 pour indiquer qu'il s'agit du NPCC pour le Québec.

24 Quant à la pertinence de préciser les entités devant recevoir les rapports, le  
25 Coordonnateur est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'ajouter une telle précision  
26 puisqu'il ne s'agit pas d'une situation spécifique au Québec. La seule entité  
27 devant obligatoirement figurer au plan d'exploitation de déclaration des  
28 événements est l'organisation de fiabilité électrique tel que stipulé à l'exigence  
29 E1. Le Coordonnateur est d'avis que les entités visées doivent conserver la  
30 latitude quant aux destinataires autres que l'organisation de fiabilité électrique  
31 des rapports selon le type d'événement.

### 32 Engagement #3

33 (demandé par la Régie le 2016-06-02)

34 (EOP-004-2)

35 Clarifier pour les PVI s'ils sont tenus de déclarer des déclenchements de leurs propres charges (pertes  
36 de charge ferme d'un DP).

37 R3 L'effet d'une perte de charge ferme est la même pour tout charge synchronisée à  
38 l'Interconnexion Québec, qu'elle soit une charge alimentée par des installations  
39 de production à vocation industrielle (PVI) ou non.

---

<sup>1</sup> Entente concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec (8 mai 2009, p.2)

1        **Par ailleurs, le Coordonnateur rappelle que la norme EOP-004-1 exige que toute**  
2        **perte de charge ferme supérieure ou égale à 300 MW pour une entité dont la**  
3        **demande de l'année précédente est supérieure ou égale à 3 000 MW et toute**  
4        **perte de charge ferme supérieure ou égale à 200 MW pour toutes les autres**  
5        **entités doit être déclarée.**

6        **Engagement #4**

7        (demandé par la Régie le 2016-06-02)

8        (Norme EOP-010-1)

9        Déposer la norme et l'Annexe en y intégrant les textes relatifs à la mise en vigueur différée de  
10       l'exigence E2 proposée.

11       R4 **Voir la norme EOP-010-1 révisée à la pièce HQCMÉ-5, document 2 (version**  
12       **française) et document 3 (version anglaise).**

13       **Engagement #5**

14       (demandé par la Régie le 2016-06-02)

15       (Norme IRO-010-1a)

16       Déposer la norme et son Annexe en incluant une disposition particulière applicable aux données des  
17       PVI à fournir.

18       R5 **Voir la norme IRO-010-1a révisée à la pièce HQCME-5, document 2 (version**  
19       **française) et document 3 (version anglaise).**

20       **Engagement #6**

21       (demandé par la Régie le 2016-06-02)

22       (Norme IRO-016-1)

23       Déposer la norme et l'Annexe en précisant dans l'historique des révisions la teneur des modifications  
24       effectuées à la norme.

25       R6 **Voir la norme IRO-016-1 révisée à la pièce HQCME-5, document 2 (version**  
26       **française) et document 3 (version anglaise).**

27       **Engagement #7**

28       (demandé par la Régie le 2016-06-02)

29       (Norme IRO-016-1)

30       Évaluer la possibilité de modifier la teneur de la demande en recherchant une adoption de norme  
31       amendée plutôt que l'abrogation et l'adoption de la norme et, le cas échéant, déposer la norme et

1 l'Annexe.

2 **R7 Le Coordonnateur est d'avis que les modifications apportées à l'annexe de la**  
3 **norme IRO-016-1 à la pièce HQCME-5, document 2 (version française) et**  
4 **document 3 (version anglaise) clarifient adéquatement la teneur des**  
5 **changements apportés à cette norme et qu'il n'est pas souhaitable de modifier la**  
6 **demande. Bien que la NERC n'ait pas incrémenté le numéro de la version dans**  
7 **ce cas, ce type de modification donnerait normalement lieu à une nouvelle**  
8 **version. Le retrait d'une exigence constitue en effet une modification importante**  
9 **et nécessite donc l'abrogation de l'ancienne version et l'adoption de la nouvelle**  
10 **version.**

11 **Engagement #8**

12 (demandé par la Régie le 2016-06-02)

13 (Norme IRO-016-1)

14 Évaluer la possibilité de rajouter une disposition particulière relative au retrait de l'exigence E2.

15 **R8 Le Coordonnateur est d'avis que le retrait de l'exigence E2 ne devrait pas faire**  
16 **l'objet d'une disposition particulière puisque ce retrait n'est pas spécifique au**  
17 **Québec. Le Coordonnateur considère que les modifications apportées à**  
18 **l'historique des révisions de l'annexe de la norme IRO-016-1 expliquent**  
19 **adéquatement les changements apportés à cette norme.**

20 **Engagement #9**

21 (demandé par la Régie le 2016-06-02)

22 Redéposer la VAR-001-4.1 en remplacement de la VAR-001-4 et ajouter une disposition particulière  
23 relative à E6 et justifier les modifications.

24 **R9 Voir la norme VAR-001-4.1 à la pièce HQCME-5, document 2 (version française) et**  
25 **document 3 (version anglaise).**

26 **L'exigence E6 de la norme VAR-001-4.1 vise l'exploitant de réseau de transport et**  
27 **concorde avec l'exigence E6 de la norme VAR-002-3 qui vise le propriétaire**  
28 **d'installation de production. Ces deux exigences assurent la coordination en lien**  
29 **avec les changements de prise à effectuer sur les transformateurs élévateur de**  
30 **tension requis. Par souci de cohérence, le Coordonnateur ajoute une disposition**  
31 **particulière similaire à celle de la VAR-002-3 pour l'exigence E6 de la norme**  
32 **VAR-001-4.1.**

33 **Engagement #10**

34 (demandé par la Régie le 2016-06-02)

35 Redéposer la norme VAR-002-3 et l'Annexe en remplaçant, aux dispositions particulières des  
36 exigences E5 et E6 « propriétaire » par « exploitant » et en y effectuant d'autres corrections de

1 coquilles au besoin.

2 **R10 Voir la norme VAR-002-3 révisée à la pièce HQCME-5, document 2 (version**  
3 **française) et document 3 (version anglaise).**

4 **Engagement #11**

5 (demandé par la Régie le 2016-06-02)

6 Redéposer la norme VAR-002-3 après consultation avec les intervenants sur le libellé de la  
7 disposition particulière relative à l'exigence E2.

8 **R11 Voir la norme VAR-002-3 révisée à la pièce HQCME-5, document 2 (version**  
9 **française) et document 3 (version anglaise).**

10 **Engagement #12**

11 (demandé par la Régie le 2016-06-02)

12 Fournir un exemple de codification d'un plan d'implantation d'une norme mise en vigueur de façon  
13 progressive, le cas échéant.

14 **R12 Voir la norme EOP-010-1 révisée à la pièce HQCMÉ-5, document 2 (version**  
15 **française) et document 3 (version anglaise).**

16 **Engagement #13**

17 (demandé par la Régie le 2016-06-02)

18 Revoir et réviser (et redéposer normes et Annexes) le cas échéant les dispositions particulières  
19 relatives au champ d'application « RTP » des normes IRO.

20 **R13 Les dispositions particulières ont été retirées des normes IRO-008-1 et IRO-009-1**  
21 **puisque les éléments considérés pour l'établissement des IROL ne doivent pas**  
22 **se limiter aux éléments RTP. En effet, des éléments autres que ceux du RTP**  
23 **peuvent être utilisés pour le calcul des IROL.**

24 **Puisque l'objet de la norme IRO-008-1 fait référence à l'évaluation pendant**  
25 **l'horizon d'exploitation du système de production-transport d'électricité (BES),**  
26 **une disposition particulière a été ajoutée pour clarifier que le réseau évalué au**  
27 **Québec est le réseau de transport principal (RTP).**

28 **Voir les normes IRO-008-1 et IRO-009-1 révisées à la pièce HQCME-5, document 2**  
29 **(version française) et document 3 (version anglaise).**