

**Réponses du Coordonnateur de la fiabilité  
à la demande de renseignements no 1  
de la Régie de l'énergie  
(« Régie »)**





1 **Demandes :**

2 1.1. Veuillez confirmer que, pour ce qui est d'Hydro-Québec TransÉnergie, seulement les  
3 lignes situées au nord du 50° parallèle sont visées par l'allègement décrit  
4 précédemment.

5 **R1.1**

6 **Pour ce qui est d'Hydro-Québec TransÉnergie, seules des lignes situées au**  
7 **nord du 50° parallèle ont actuellement un cycle d'intervention supérieur à 5 ans**  
8 **et sont donc visés par l'allègement décrit.**

9 1.2. Veuillez préciser si l'allègement proposé par le Coordonnateur est applicable  
10 uniquement aux lignes situées au nord du 50° parallèle. Dans la négative, veuillez  
11 identifier les lignes visées par cet allègement.

12 **R1.2**

13 **L'allègement proposé n'est pas seulement applicable aux lignes situées au**  
14 **nord du 50° parallèle. Les lignes visées par cet allègement sont celles dont le**  
15 **cycle d'intervention a été fixé à 5 ans ou plus par l'entité. Par conséquent, le**  
16 **Coordonnateur ne peut identifier ces lignes.**

17 1.3. Veuillez préciser le Cycle d'intervention applicable aux lignes situées au Sud  
18 du 50° parallèle.

19 **R1.3**

20 **Le cycle d'intervention peut être fondé sur plusieurs facteurs déterminés par**  
21 **l'entité tels que le type de végétation, la vitesse de croissance, et la**  
22 **topographie. Ce cycle est donc spécifique à chaque ligne de transport ou**  
23 **groupe de lignes et ne dépend pas seulement de leur situation géographique.**

24 1.4. Veuillez déposer les fondements techniques justifiant qu'un propriétaire de ligne de  
25 transport puisse opter pour un Cycle d'intervention égal ou supérieur à 5 ans.

26 **R1.4**

27 **Chaque entité visée peut considérer différents facteurs pour établir le cycle**  
28 **d'intervention pour une ligne, notamment :**

- 29 • **Vitesse de croissance**
- 30 • **Topographie**
- 31 • **Type de végétation**
- 32 • **Présence d'un microclimat**
- 33 • **Expérience de l'entité**

34 1.5. Veuillez préciser si, pour ce qui est des lignes de transport situées au nord du 50°  
35 parallèle, le recours à un Cycle d'intervention de 5 ans ou plus est une pratique

1 reconnue par une organisation de normalisation NERC ou autre et, le cas échéant,  
2 identifier cette organisation.

3 **R1.5**

4 **À la connaissance du Coordonnateur, cette pratique n'est pas reconnue par**  
5 **une organisation de normalisation.**

6 1.6. Veuillez préciser si le Cycle d'intervention retenu par un propriétaire de ligne de  
7 transport fait l'objet d'une forme d'approbation par un tiers indépendant et, le cas  
8 échéant, décrire ce processus d'approbation.

9 **R1.6**

10 **Le choix du cycle d'intervention ne fait pas l'objet d'une forme d'approbation**  
11 **par un tiers indépendant.**

12 1.7. Veuillez commenter l'opportunité de modifier la disposition particulière proposée par  
13 le Coordonnateur à l'Annexe de la norme FAC-003 de façon à définir son applicabilité  
14 en fonction de la zone géographique où se situe la ligne visée.

15 **R1.7**

16 **La zone géographique n'est pas le seul facteur à considérer dans**  
17 **l'établissement d'un cycle d'intervention. D'autres facteurs, notamment ceux**  
18 **indiqués à la réponse 1.4, sont pertinents.**

19 **Le Coordonnateur note que l'exigence 6 cible des actions plutôt que des**  
20 **résultats. Ceci ne reflète pas l'orientation actuelle de la NERC qui est de faire**  
21 **des normes qui sont « performance-based » et « risk-based ».**

22 **L'intention du Coordonnateur n'est pas d'alléger la performance attendue des**  
23 **entités, mais de permettre aux entités, lorsqu'ils peuvent le justifier, de**  
24 **diminuer le coût de ces obligations sans mettre à risque la fiabilité. Le**  
25 **Coordonnateur reconnaît que les dispositions particulières, telles que**  
26 **déposées, accordent une discrétion à l'entité et ne précisent pas les**  
27 **obligations implicites. Par conséquent, le Coordonnateur dépose des**  
28 **dispositions particulières révisées à la pièce HQCMÉ-4, Documents 2 et 3**  
29 **(versions française et anglaise).**

30 **Les entités peuvent désigner des lignes comme lignes avec un cycle**  
31 **d'intervention de 5 ans et plus s'ils ont des données pour appuyer que cette**  
32 **désignation a un impact non significatif sur le risque d'empiétement sur les**  
33 **distances de dégagement minimales de la végétation.**

34 **Étant donné le fardeau de justification nécessaire, le Coordonnateur est d'avis**  
35 **que les entités n'opteront pour cette option que si les coûts sont importants et**  
36 **la justification est claire.**

37 **Compte tenu des dispositions particulières révisées, les surveillants de la**  
38 **conformité pourront vérifier les justifications des entités qui ont désigné des**  
39 **lignes ayant un cycle d'inspection de 5 ans et plus. Advenant qu'ils jugent les**  
40 **justifications insuffisantes, ils pourront identifier des non-conformités. La**

1 **Régie déterminera si, dans des cas concrets, une entité a suffisamment justifié**  
2 **ses désignations.**

3 **Ces dispositions permettent aux entités de diminuer leurs coûts de**  
4 **surveillance de la végétation sans diminuer la fiabilité.**

5 1.8. Veuillez commenter l'opportunité d'identifier au Registre des entités visées par les  
6 normes de fiabilité les lignes situées au nord du 50e parallèle.

7 **R1.8**

8 **De l'avis du Coordonnateur il n'est pas souhaitable d'identifier au Registre les**  
9 **lignes situées au nord du 50<sup>e</sup> parallèle. Tel qu'indiqué dans la réponse 1.4, le**  
10 **50<sup>e</sup> parallèle n'est pas l'unique facteur nécessaire et suffisant pour la**  
11 **détermination du cycle d'intervention. De plus, cette identification pourrait être**  
12 **problématique pour les lignes qui traversent le 50<sup>e</sup> parallèle.**

13 **Norme PRC-005-2**

14 **2. Références :** (i) Pièce [B-0005](#), norme PRC-005-2;  
15 (ii) Pièce [B-0017 R9, p. 5](#), Réponses du Coordonnateur de la fiabilité  
16 aux engagements souscrits lors de la séance de travail tenue  
17 le 31 mars 2016;  
18 (iii) Dossier R-3936-2015, [pièce B-0018](#), Registre des entités visées  
19 par les normes de fiabilité.

20 **Préambule :**

21 (i) *« 5.DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC*  
22 *La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau « Bulk» »*

23 (ii) *« R9*  
24 *La version de la norme PRC-005 a été développée afin de consolider les versions antérieures*  
25 *et ainsi simplifier la mise en oeuvre par les entités. La teneur générale des modifications de*  
26 *la version par rapport à la version 2 consiste en l'ajout, à la section « Applicabilité », des*  
27 *réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine, ainsi que des*  
28 *modifications à toutes les exigences relativement à ces ajouts. »*

29 (iii) *À la page A-13 du Registre il est inscrit que HQP ne possède ni exploite de « Postes,*  
30 *lignes ou centrales classés Bulk ». À l'annexe C du Registre, les centrales de HQP*  
31 *« raccordées au réseau Bulk » sont identifiées.*

32 **Demandes :**

33 2.1 Veuillez identifier les entités visées par la norme PRC-005-6.

1 **R2.1**

2 Les fonctions visées par la norme PRC-005-6 sont les propriétaires  
3 d'installation de transport, les propriétaires d'installation de production et les  
4 distributeurs.

5 Présument que l'Annexe Québec de la norme PRC-005-6 soit semblable à celle  
6 de la norme PRC-005-2, les installations visées seraient celles identifiées à la  
7 section « 4.2 Installations » en remplaçant l'expression « BES » par « BPS ».  
8 Ainsi, seuls les systèmes de protection et les réenclencheurs associés à des  
9 installations du BPS seraient visés.

10 En se référant au Registre des entités visées par les normes, la seule entité  
11 exerçant les fonctions visées par la norme et possédant des installations « BPS  
12 » est Hydro-Québec TransÉnergie. Par ailleurs, c'est également la seule entité  
13 visée par la norme PRC-005-2.

14 2.2 Veuillez identifier les installations visées par la norme PRC-005-6 au Québec.

15 **R2.2**

16 Voir la réponse à la question 2.1.

17 2.3 Veuillez préciser les dates d'entrée en vigueur de la norme PRC-005-6 aux États-Unis.

18 **R2.3**

19 La date d'entrée en vigueur aux États-Unis de la norme PRC-005-6 est le 1<sup>er</sup>  
20 janvier 2016.

21 2.4 Veuillez décrire le niveau de conformité des installations de HQ visées par la norme  
22 PRC-005-6.

23 **R2.4**

24 Le Coordonnateur n'est pas en mesure d'apprécier l'état de conformité des  
25 installations d'Hydro-Québec ou d'une autre entité à la norme PRC-005-6.  
26 Toutefois, Hydro-Québec TransÉnergie applique de façon volontaire les normes  
27 de fiabilité en vigueur aux États-Unis.

28 2.5 Veuillez expliquer les expressions suivantes :

- 29
- Poste, ligne ou centrale classés Bulk;
  - Centrale raccordée au réseau Bulk.
- 30

31 **R2.5**

32 Poste, ligne ou centrale classés Bulk : Il s'agit des installations classées réseau  
33 « Bulk » (BPS) suivant l'application du critère A-10 du NPCC et identifiées au  
34 Registre dans la colonne « Niveaux de tension applicables Bulk » de l'annexe B  
35 – Installations de transport.

1           **Centrale raccordée au réseau Bulk : Centrale dont le lien de raccordement au**  
2           **réseau fait partie du réseau Bulk. La centrale ne fait pas nécessairement partie**  
3           **du réseau Bulk. Au Québec, aucune centrale n'est classée Bulk.**

4   2.6    Veillez clarifier, pour ce qui est des installations de production, le champ  
5   d'application de la norme PRC-005-2, notamment en précisant si elle s'applique aux  
6   installations suivantes :

- 7           • Poste, ligne ou centrale classés Bulk;
- 8           • Centrale raccordée au réseau Bulk.

9   **R2.6**

10           **La norme PRC-005-2 s'applique aux installations du réseau « Bulk », c'est-à-**  
11           **dire celles dont les niveaux de tension sont identifiés au Registre à la colonne**  
12           **« Niveaux de tension applicables Bulk » de l'annexe B – Installations de**  
13           **transport.**

14           **Poste, ligne ou centrale classés Bulk :**

15           **La norme PRC-005-2 s'applique à toutes les installations classés Bulk.**  
16           **Présentement, aucune centrale n'est classée Bulk.**

17           **Centrale raccordée au réseau Bulk :**

18           **La norme PRC-005-2 ne s'applique pas aux centrales raccordées au réseau**  
19           **Bulk à moins qu'elle ne soit classée elle-même Bulk. L'expression « raccordée**  
20           **au réseau Bulk » fait référence à la classification Bulk de la ou les lignes de**  
21           **transport qui raccordent la centrale.**

- 22   **3. Références :**   (i)   Pièce [B-0019, p.43](#), norme PRC-005-2;  
23                           (ii)   Pièce [B-0019, p.75](#), Annexe Québec de la norme PRC-005-2;  
24                           (iii)  Pièce [B-0017, p.5](#), Réponses aux engagements du 31 mars 2016;  
25                           (iv)  Dossier R-3936-2015, pièce [B-0018, p. A-14](#), Registre des  
26                           entités visées par les normes de fiabilité.

27   **Préambule :**

28   (i)   « 4.2.2. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en  
29   sous-fréquence installés selon les exigences de délestage de charge en sous-fréquence de  
30   l'ÉRO. » [nous soulignons]

31   (ii)  « 4.2.2. *Systèmes de protection* utilisée pour les systèmes de délestage de charge en  
32   sous-fréquence. »

33   (iii) « R8 Les normes qui établissent les exigences d'installation des systèmes de délestage  
34   en sous-fréquence sont les normes PRC-006-2 « Délestage en sous-fréquence automatique »  
35   et PRC-006-NPCC-1 « Délestage de charge en sous-fréquence automatique ». Ces deux



1 *normes ont été déposées pour adoption à la Régie dans les dossiers R-3957-2015 et*  
2 *R-3944-2015 respectivement.* » [nous soulignons]

3 (iv) Le Registre approuvé par la Régie prévoit la codification de certaines caractéristiques  
4 techniques propres à l'entité. Entre autres, la fiche de l'entité « Hydro-Québec  
5 TransÉnergie » indique sous l'intitulé : L'entité possède et/ou exploite :

6 Programme de délestage en sous-fréquence (DSF) (possède/exploite) [nous soulignons]

7 **Demandes :**

8 3.1 Veuillez justifier le retrait du texte souligné dans la référence (i) tel que constaté dans  
9 la référence (ii).

10 **R3.1**

11 **Ce texte est utilisé pour définir l'applicabilité de la norme. Le Coordonnateur l'a**  
12 **retiré puisque l'expression ERO n'est pas définie au Québec et puisque le**  
13 **Registre identifie clairement les entités qui « possède et/ou exploite » les**  
14 **programmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF).**

15 3.2 Veuillez commenter l'impact de retirer le texte souligné dans la référence (i).

16 **R3.2**

17 **Le Coordonnateur est d'avis que l'impact du retrait de ce texte est nul, puisque**  
18 **le Registre identifie explicitement les entités qui possèdent ou exploitent un**  
19 **programme de DSF.**

20 3.3 Veuillez indiquer si l'adoption des normes citées à la référence (iii) devrait être un  
21 pré-requis à l'adoption de la norme PRC-005-2. Veuillez élaborer sur votre réponse.

22 **R3.3**

23 **Non. Les entités visées par la norme PRC-005-2 découlent de l'identification**  
24 **des fonctions et des équipements au Registre. L'adoption des normes citées à**  
25 **la référence (iii) n'a pas d'impact sur l'identification des entités visées par la**  
26 **norme PRC-005-2.**

27 3.4 Veuillez commenter l'opportunité de modifier le libellé de la disposition particulière  
28 de la référence (ii) en y ajoutant un texte précisant que les systèmes de délestage en  
29 sous-fréquence sont installés selon les exigences des normes citées à la référence (iii).

30 **R3.4**

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

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

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

8 Le Coordonnateur est d'avis que le libellé actuel est cohérent et approprié.

9

- 10 **4 Références :** (i) à (iii) Pièce [B-0005](#), norme PRC-019-1;  
11 (iv) Pièce [B-0017, R12, p. 7](#), Réponses du Coordonnateur de  
12 la fiabilité aux engagements souscrits lors de la séance  
13 de travail tenue le 31 mars 2016;  
14 (v) Pièce [B-0018](#), norme PRC-019-1.

15 **Préambule :**

16 (i) La date d'entrée en vigueur de cette norme aux États-Unis est le 1<sup>er</sup> juillet 2016. À cette  
17 date, 40 % des installations visées devront être conformes à toutes les exigences de la norme,  
18 ce qui correspond à un délai de deux ans. Le reste des installations doivent être rendues  
19 conformes sur une période de trois ans suivant le 1er juillet 2016.

20 (ii) Le Coordonnateur qualifie l'impact de la norme sur les entités visées comme étant  
21 « faible »<sup>1</sup>.

22 (iii) « *Le tableau ci-dessous présente les dates proposées pour la mise en conformité de*  
23 *l'intégralité des installations au Québec. Dans un scénario de rattrapage des versions en*  
24 *vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur*  
25 *graduelle de cette norme* ».

---

<sup>1</sup> Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Installation visée (toutes les exigences) (%)	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
Au moins 40 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
Au moins 60 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 18 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
Au moins 80 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 30 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
100 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 42 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

1

2 (iv) « **Engagement #12**

3 (demandé par la Régie le 2016-06-03)

4 *Modifier le plan d'implantation de la norme PRC-019 et redéposer la pièce B-0009 selon le*  
5 *plan 3 suivant visant une implantation complète en quatre ans (48 mois) :*

6 - 15 % l'an 1;

7 - 50 % à l'an 2;

8 - 75 % à l'an 3;

9 - 100 % à l'an 4.

10 **R12**

11 *Le Coordonnateur précise que le plan d'implantation est présenté à la pièce B-0005 et non*  
12 *à la pièce B-0009. Voir les modifications au plan d'implantation de la norme PRC-019 à la*  
13 *pièce révisée HQCMÉ-1, Document 2. »*

14 (v) « *Le tableau ci-dessous présente les dates proposées pour la mise en conformité de*  
15 *l'intégralité des installations au Québec. Dans un scénario de rattrapage des versions en*  
16 *vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur*  
17 *graduelle de cette norme :*

Installation visée (toutes les exigences) (%)	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
Au moins 15 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
Au moins 50 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
Au moins 75 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
100 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 48 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

1

2 La Régie constate que la nouvelle proposition du Coordonnateur, définie dans la pièce  
3 révisée B-0005 et présentant le plan d'implémentation de la norme PRC-019-1, rend le  
4 processus de mise en vigueur de la norme au Québec plus lent, compromettant ainsi le  
5 processus de rattrapage et d'harmonisation avec les États-Unis.

6 **Demandes :**

7 4.1 Veuillez préciser le pourcentage (par rapport à la puissance installée) d'installations  
8 d'Hydro-Québec se conformant présentement à la norme PRC-019-1.

9 **R4.1**

10 **Le Coordonnateur n'est pas en mesure d'apprécier l'état de conformité des**  
11 **installations d'Hydro-Québec à la norme PRC-019-1. Par contre, les divisions**  
12 **d'Hydro-Québec appliquent de façon volontaire les normes de fiabilité en**  
13 **vigueur aux États-Unis.**

14 4.2 Veuillez préciser le pourcentage (par rapport à la puissance installée) d'installations de  
15 production directement raccordées au RTP se conformant présentement à la norme  
16 PRC-019-1.

17 **R4.2**

18 **Voir la réponse R4.1.**

19 4.3 Veuillez préciser le pourcentage (par rapport à la puissance installée) de  
20 compensateurs synchrones faisant partie du RTP se conformant présentement à la  
21 norme PRC-019-1.

22 **R4.3**

23 **Voir la réponse R4.1.**

1 4.4 Veuillez commenter l'opportunité d'appliquer deux programmes d'entrée en vigueur  
2 de la norme PRC-019-1 tenant compte de l'état présent de conformité des installations  
3 visées ainsi que de leur mode de raccordement au RTP. Ces programmes pourraient  
4 être définis comme suit :

5 **1. Plan d'intervention applicable aux centrales raccordées au RTP**

6 Selon le libellé de la norme et selon les quanta annuels suivants :

- 7 • après un an : conformité pour 40 % des installations visées;  
8 • après deux ans : conformité pour 60 % des installations visées;  
9 • après trois ans : conformité pour 80 % des installations visées;  
10 • après quatre ans : conformité pour 100 % des installations visées.

11 **2. Plan d'intervention applicable aux centrales non raccordées au RTP**

- 12 • après un an : conformité pour 15 % des installations visées;  
13 • après deux ans : conformité pour 50 % des installations visées;  
14 • après trois ans : conformité pour 75 % des installations visées;  
15 • après quatre ans : conformité pour 100 % des installations visées.  
16

17 **R4.4**

18 **La proposition initiale du Coordonnateur consiste en une mise en vigueur qui**  
19 **rattrape le plan d'implantation aux États-Unis. Cependant, il a proposé le plan**  
20 **d'implantation à la référence (v) à la suite de la séance de travail du 31 mars**  
21 **2016 afin de répondre à certaines préoccupations des intervenants et de la**  
22 **Régie quant à l'impact du plan d'implantation à la référence (iii).**

23 **À première vue, la proposition de la Régie représente un allègement par rapport**  
24 **au plan d'implantation de la référence (iii), mais plus rapide que le plan**  
25 **d'implantation proposé à la référence (v). La proposition minimise l'écart avec**  
26 **le plan d'implantation à la référence (iii) toute en répondant aux préoccupations**  
27 **soulevées dans la séance de travail du 31 mars 2016.**

28 **Cependant, le Coordonnateur note que la proposition de la Régie comporte**  
29 **deux plans d'implantation simultanément. Pour certains cas, ceci peut rendre le**  
30 **plan d'implantation plus sévère.**

31 **Pour HQP, qui possède des installations qui auraient deux plans d'implantation**  
32 **de mise en vigueur, le tableau suivant démontre que l'impact est modeste :**

33  
34  
35  
36

Plan d'implantation (Installations visées)	1 an	2 ans	3 ans	4 ans
(iii) <sup>2</sup>	20	30	40	50
(v)	8	25	38	50
Proposition de la Régie	15	28	39	50

1

2

3

4

La majorité des entités au Québec ne possèdent qu'une seule installation. Pour ces entités, les trois options imposent la conformité de leur installation dans la première année.

5

6

Pour RTA, qui possède 7 installations non raccordées au RTP, les plans d'implantation sont les suivants :

7

Plan d'implantation (Installations visées)	1 an	2 ans	3 ans	4 ans
(iii) <sup>2</sup>	3	4	6	7
(v)	1	4	5	7
Proposition de la Régie	1	4	5	7

8

9

10

ÉLL possède une installation raccordée au RTP et une centrale non raccordée au RTP et les plans d'implantation sont les suivants :

11

Plan d'implantation (Installations visées)	1 an	2 ans	3 ans	4 ans
(iii) <sup>2</sup>	1	2		
(v)	1		2	
Proposition de la Régie	2			

12

13

14

Pour ÉLL, le plan d'implantation est plus sévère dans la proposition de la Régie que dans le plan d'implantation proposé à la référence (iii).

15

16

17

Le Coordonnateur ne croit pas qu'il soit nécessaire d'avoir un plan d'implantation pour ÉLL plus sévère que celui aux États-Unis. Par conséquent, il n'appuie pas la proposition de la Régie.

18

19

20

De base, le Coordonnateur appuie le plan d'implantation à la référence (iii) dans une perspective de rattrapage aux régimes des États-Unis et de nos voisins. Si la Régie retient les préoccupations quant aux impacts soulevés par les

<sup>2</sup> Pour aligner les colonnes du tableau, le Coordonnateur a fait légèrement abstraction des délais à la référence (iii) qui sont de 12 mois, 18 mois, 30 mois et 42 mois. Par ailleurs, tel que présenté dans le tableau, la rangée (iii) reflète le rythme de mise en vigueur aux États-Unis.

1 intervenants à la séance de travail de 31 mars 2016, le Coordonnateur appuie le  
2 plan d'implantation à la référence (v). D'autres plans d'implantation entre ceux  
3 de la référence (iii) et de la référence (v) sont envisageables, mais le  
4 Coordonnateur n'appuiera pas un qui serait plus sévère envers une entité au  
5 Québec que le rythme à la référence (iii).

6 **5 Références :** (i) Pièce [B-0017, R11, p.6](#), Réponses du Coordonnateur de la  
7 fiabilité aux engagements souscrits lors de la séance de travail tenue  
8 le 31 mars 2016;  
9 (ii) Dossier R-3936-2015, pièce [B-0018, p.25](#), Registre des entités  
10 visées par les normes de fiabilité.

11 **Préambule :**

12 (i) Le Coordonnateur soumet ce qui suit :

13 *Seule Hydro-Québec TransÉnergie possède des compensateurs synchrones faisant partie du*  
14 *RTP. Elle est donc la seule entité visée à titre de « Propriétaire d'installation de transport*  
15 *possédant un compensateur synchrone ».*

16 *Le Coordonnateur est d'avis que ce type d'information devrait être vérifié dans le cadre de*  
17 *la surveillance de l'application de la norme et ne devrait pas être consigné au Registre.*

18 (ii) Le Registre approuvé par la Régie prévoit la codification de certaines caractéristiques  
19 techniques propres à l'entité et en lien avec l'identification des normes qui la vise. Entre  
20 autres, la fiche de l'entité « Hydro-Québec TransÉnergie » comporte les informations  
21 suivantes :

- 22 – Réseau de transport principal;
- 23 – Réseau « bulk »;
- 24 – Réseaux régionaux exploités à 200 kV ou plus;
- 25 – 15 points de livraison/réception;
- 26 – Réseau de télécommunications;
- 27 – Automatismes de réseau;
- 28 – Coordonnateur de la planification du transport;
- 29 – 3 centres de téléconduite opérés à partir de 7 places d'affaires.

30 **Demande :**

31 5.1 Veuillez présenter les impacts négatifs, le cas échéant, d'identifier au Registre les  
32 entités qui possèdent un compensateur synchrone faisant partie du RTP.

33 **R5.1**

34 **Le Coordonnateur n'y voit pas d'impact négatif.**

1 **Norme PRC-023-3**

- 2 6 **Références :** (i) Pièce [B-0008](#), norme PRC-023-3;  
3 (ii) Pièce [B-0008](#), Annexe Québec de la norme PRC-023-3;  
4 (iii) Pièce [B-0017, R9, p. 7](#), Réponses du Coordonnateur de la  
5 fiabilité aux engagements souscrits lors de la séance de travail  
6 tenue le 31 mars 2016.  
7 (iv) Pièce [B-0019](#), norme PRC-023-3.

8 **Préambule :**

9 (i)  
10 « **10.** Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts et les relais de ligne  
11 de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un  
12 transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la  
13 plus grande des valeurs suivantes :

- 14 • 150 % de la caractéristique assignée du transformateur inscrite à la plaque  
15 signalétique (exprimée en ampères), y compris les caractéristiques assignées de  
16 refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement  
17 supplémentaires installés;
- 18 • 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus  
19 élevée établie par l'exploitant.

20 **10.1** Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la  
21 charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas le  
22 transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excède la capacité de tenue  
23 mécanique du transformateur ».

24 [nous soulignons]

25 (ii) « **E1. Disposition particulière applicable au critère 10 :**

26 Remplacer la valeur de réglage de 115 % par 105 % ».

27 (iii) « **Engagement #13**

28 (demandé par la Régie le 2016-03-31)

29 Norme visée : PRC-023

30 Justifier le critère de 105 % plutôt que 115 % préconisé à l'Annexe Québec au critère de  
31 l'exigence E1

32 **R13**

33 *Le critère de 105 % découlait à l'origine du Guide de surcharge des transformateurs*  
34 *d'Hydro-Québec TransÉnergie. Cependant, le Guide a été révisé et le Coordonnateur*  
35 *propose de modifier la disposition particulière de l'annexe Québec applicable au deuxième*  
36 *point du critère 10 de l'exigence E1 comme suit :*



1 « 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus  
2 élevée établie par l'exploitant ou 100 % du plus grand facteur de charge établi pendant les  
3 conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs  
4 transformateurs ».

5 *Hydro-Québec TransÉnergie n'a pas de caractéristique assignée en situation d'urgence, ni*  
6 *d'équivalent, tel que spécifié par le deuxième point du critère 10 de la norme PRC-023-3.*  
7 *Le Guide de surcharge des transformateurs spécifie plutôt un « facteur de charge*  
8 *correspondant à un régime de surcharge en condition d'urgence de longue durée lors de la*  
9 *perte d'un ou de plusieurs transformateurs ».*

10 *La limite de charge associée au régime de surcharge en condition d'urgence de longue*  
11 *durée est une limite à laquelle l'exploitant prévoit le déclenchement par surcharge du*  
12 *transformateur.*

13 *Le Coordonnateur est d'avis que « 100 % du plus grand facteur de charge établi pendant*  
14 *les conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs*  
15 *transformateurs » est la valeur maximale qui permet d'éviter que les protections limitent la*  
16 *capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du RTP*  
17 *contre les conditions de surcharge 1 pouvant endommager les transformateurs ».*

18 (iv) « EI. [...] »

19 *Disposition particulière applicable au critère 10 :*

20 *Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts et les relais de ligne de*  
21 *transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un*  
22 *transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la*  
23 *plus grande des valeurs suivantes :*

- 24 • *Aucune disposition supplémentaire;*
- 25 • *115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus*  
26 *élevée établie par l'exploitant ou 100 % du plus grand facteur de charge établi*  
27 *pendant les conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou des*  
28 *plusieurs transformateurs ».* [nous soulignons]

29 **Demandes :**

30 6.1 Veuillez indiquer si la caractéristique assignée en situation d'urgence de  
31 transformateur est une caractéristique fournie par le fabricant. Sinon, veuillez  
32 préciser sa nature.

33 **R6.1**

34 **La caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur établie**  
35 **par l'exploitant (la caractéristique assignée d'urgence), en anglais « operator**  
36 **established emergency transformer rating », n'est pas une caractéristique**

1 fournie par le manufacturier. C'est une valeur établie par l'exploitant, plus  
2 précisément, l'exploitant de réseau de transport.

3 **La caractéristique assignée d'urgence est un seuil d'exploitation qui assure à**  
4 **l'exploitant une marge de 15% avant le déclenchement par surcharge. Le**  
5 **Coordonnateur, l'exploitant de réseau de transport au Québec, n'établit pas de**  
6 **caractéristique assignée d'urgence.**

7 6.2 Veuillez présenter le rôle du Guide de Surcharge :

- 8 • Veuillez fournir les éléments ou informations issus du Guide de Surcharge ayant  
9 conduit au remplacement du critère 10 de la norme PRC-023-3 par le critère proposé  
10 défini comme suit : 100 % du plus grand facteur de charge établi pendant les  
11 conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs  
12 transformateurs;
- 13 • Veuillez indiquer si le plus grand facteur de charge établi pendant les conditions  
14 d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs transformateurs est  
15 une caractéristique propre à chaque transformateur et définie par le manufacturier.  
16 Sinon, veuillez préciser sa nature.

17 **R6.2**

18 Veuillez présenter le rôle du Guide de Surcharge :

19 **Le Guide de surcharge des transformateurs de puissance immergées dans**  
20 **l'huile (le Guide de surcharge) établit les limites de surcharge maximale des**  
21 **différents types de transformateurs de puissance d'Hydro-Québec**  
22 **TransÉnergie (TransÉnergie) en considérant la température ambiante, les**  
23 **niveaux de courants acceptables, les températures d'enroulement associées**  
24 **(point chaud) et le vieillissement thermique causés aux enroulements. Le**  
25 **propriétaire des transformateurs, TransÉnergie, met en vigueur ce guide. Les**  
26 **réglages des protections sont ensuite fixés conformément à ce guide.**

27 **Le guide de surcharge est produit par un comité d'expert en transformateur et**  
28 **en exploitation de réseau, de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) et**  
29 **de TransÉnergie en se référant aux normes internationales suivantes :**

- 30 • **IEEE Std C57.91-1995(R2002) Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed**  
31 **Transformers**
- 32 • **IEC 60076-7 Guide de charge pour les transformateurs immergés dans**  
33 **l'huile.**

34

35 Veuillez fournir les éléments ou informations issus du Guide de Surcharge ayant  
36 conduit au remplacement du critère 10 de la norme PRC-023-3 par le critère proposé  
37 défini comme suit : 100 % du plus grand facteur de charge établi pendant les

1 conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs  
2 transformateurs;

3 **Le Coordonnateur dépose des Annexes Québec pour la norme PRC-023-3 avec**  
4 **des dispositions particulières révisées<sup>3</sup>.**

5  
6 **Le Coordonnateur souligne que les dispositions particulières révisées ne sont**  
7 **pas un allègement par rapport à la norme d'origine. Tout propriétaire visé doit**  
8 **respecter le premier alinéa du critère (le critère 10-1), soit 150%. Par contre, si**  
9 **l'exploitant établit une caractéristique assignée d'urgence, les propriétaires de**  
10 **transformateurs avec des protections visées sont obligés de la respecter. Un**  
11 **propriétaire de transformateur peut définir ses propres caractéristiques en**  
12 **s'appuyant sur le plus grand facteur de charge établi pendant les conditions**  
13 **d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou des plusieurs**  
14 **transformateurs (le facteur d'urgence)<sup>4</sup>.**

15  
16 **Cependant, il demeure nécessaire de justifier l'ajout d'une disposition**  
17 **particulière pour préciser l'application au Québec.**

18  
19 **Tel qu'indiqué à la réponse 6.1, le Coordonnateur n'établit pas de**  
20 **caractéristique assignée d'urgence au sens du critère 10, alinéa 2 (critère 10-2).**  
21 **Cependant, comme indiqué à la réponse 6.2, des experts en exploitation de**  
22 **réseau ont participé à l'élaboration du Guide de Surcharge. Par conséquent,**  
23 **TransÉnergie, propriétaire de transformateurs, était préoccupé que le facteur**  
24 **d'urgence soit interprété, par des surveillants de la conformité, comme la**  
25 **caractéristique assignée d'urgence établie par l'exploitant. Puisque certaines**  
26 **pratiques nord-américaines s'appuient sur l'utilisation du facteur d'urgence**  
27 **pour établir la caractéristique assignée d'urgence, le Coordonnateur reconnaît**  
28 **que cette interprétation est possible. Il partage l'avis de TransÉnergie que cette**  
29 **interprétation n'est pas valide au Québec. Donc, le Coordonnateur demande**  
30 **l'ajout d'une précision à l'Annexe Québec pour distinguer ces deux valeurs, le**  
31 **facteur d'urgence et la caractéristique assignée d'urgence au Québec.**

32  
33 **Pour comprendre la particularité du Québec, certaines notions sont**  
34 **essentielles. Premièrement, les transformateurs peuvent opérer au-delà de leur**  
35 **capacité de plaque signalétique. Cependant, le vieillissement du transformateur**  
36 **est accéléré lorsque la température du transformateur excède la plage normale.**  
37 **Le propriétaire d'un transformateur a un intérêt économique de protéger son**  
38 **actif en fixant le seuil de protection bas.**

---

<sup>3</sup> Le Coordonnateur a également corrigé deux erreurs de concordance dans la version française de la norme PRC-023-3 E1 critère 11.

<sup>4</sup> Dans la disposition particulière nouvellement proposée, le Coordonnateur distingue la caractéristique assignée en situation d'urgence longue durée de transformateur de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur. Selon le Coordonnateur, le libellé « caractéristique assignée en situation d'urgence longue durée de transformateur » est suffisant pour dénoter le facteur d'urgence sans ambiguïté. Notamment, il n'est pas nécessaire d'ajouter les phrases « facteur de charge » et « lors de la perte d'un ou des plusieurs transformateurs » dans la disposition particulière.

1  
2 **En contrepartie, l'exploitation fiable d'un réseau peut nécessiter d'utiliser un**  
3 **transformateur au-delà de sa plage normale. Les exploitants de réseau de**  
4 **transport souhaitent une flexibilité d'exploitation lorsque la stabilité du réseau**  
5 **est à risque, et ceci même si cela compromet la vie de certains**  
6 **transformateurs. Ces différences dans les intérêts des exploitants et des**  
7 **propriétaires mènent à de différentes pratiques dans les réglages de**  
8 **protections et les attentes des exploitants, lesquelles ont d'ailleurs été remises**  
9 **en cause lors de pannes importantes.<sup>5</sup> La leçon de ces pannes, consignée par**  
10 **ailleurs aux critères 10 et 11 de l'exigence 1 de la norme PRC-023-3, est que les**  
11 **exploitants doivent avoir le temps de réagir aux événements avant que les**  
12 **protections de transformateurs déclenchent. Pour concilier ces intérêts de**  
13 **protection des équipements et de protection de la fiabilité du système, des**  
14 **normes internationales, NERC, IEEE et IEC, établissent des balises pour les**  
15 **compromis entre la surcharge souhaitée par l'exploitant et les températures**  
16 **accélérant le vieillissement d'un transformateur.**

17  
18 **Les transformateurs de TransÉnergie comportent deux protections, l'une**  
19 **contre les températures du point chaud d'enroulement au-delà de 140°C et**  
20 **l'autre contre la surcharge. La valeur de la température du point chaud**  
21 **d'enroulement est l'un des paramètres pertinents reconnus dans les normes**  
22 **internationales pour estimer le rythme de vieillissement du transformateur.**  
23 **Notamment, la note en bas de page 2 de la norme PRC-023-3 reconnaît la**  
24 **pertinence de cette température, notant que la température de 140°C est un**  
25 **seuil important puisque la formation de bulles peut avoir lieu à partir de cette**  
26 **température.<sup>6</sup>**

27  
28 **À noter, les réglages de ces protections de transformateur sont fixes pour**  
29 **l'année et pour l'ensemble des conditions météorologiques, notamment pour**  
30 **l'ensemble des températures ambiantes. La température ambiante a un impact**  
31 **important sur la température du point chaud d'enroulement.**

32  
33 **La norme IEEE 57.91 précise les approches recommandées pour établir les**  
34 **caractéristiques assignées d'urgence en fonction des températures ambiantes.**  
35 **Par exemple, les procédures de l'ISO-NE<sup>7</sup> précisent une variante de ces**  
36 **approches : ces procédures fixent deux températures pour les urgences, l'une**  
37 **de 10°C pour l'hiver et l'autre de 32°C pour l'été<sup>8</sup>. Ensuite, les caractéristiques**  
38 **assignées d'urgence sont fixées à partir de la surcharge maximale permise à**  
39 **ces deux températures<sup>9</sup>.**

---

<sup>5</sup> [FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout](#), p. 8

<sup>6</sup> Alors que les chaleurs élevées accélèrent le vieillissement d'un transformateur de façon non linéaire, la formation de bulles peut causer une rupture diélectrique dans le transformateur qui peut causer la défaillance du transformateur.

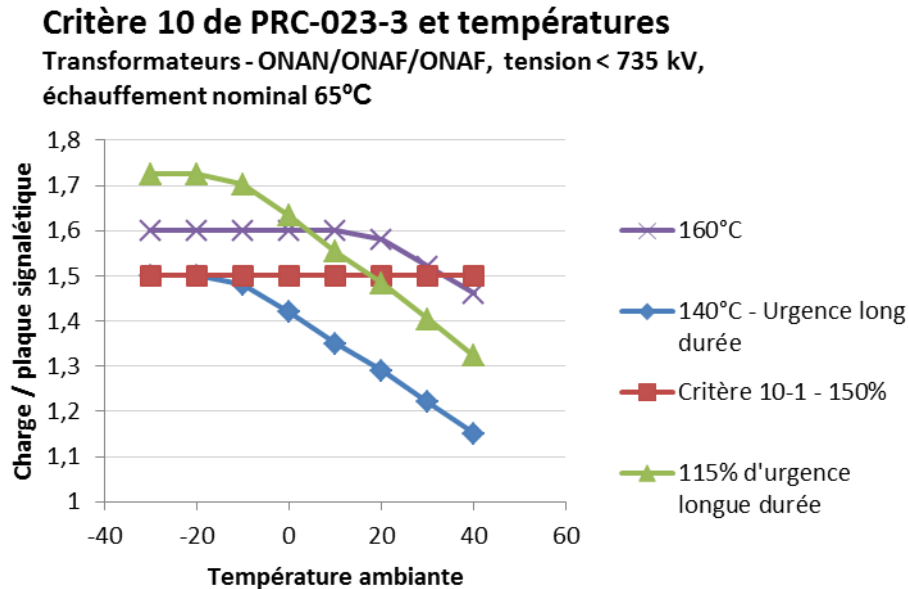
<sup>7</sup> [ISO New England Planning Procedure no. 7](#)

<sup>8</sup> [ISO New England Planning Procedure no. 7, Appendix A, section 2](#)

<sup>9</sup> [ISO New England Planning Procedure no. 7, Appendix D, page 3](#)

1  
2  
3  
4

Voici un graphique reproduit à partir de données du Guide de Surcharge<sup>10</sup> avec le critère 10-1 et 115% du facteur d'urgence:



5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

La plage de température pour l'exploitation des transformateurs au Québec est plus large que pour les juridictions voisines. La courbe de 115% dépasse le 150% du critère 10-1 pour les températures inférieures à 20°C. Pour les températures ambiantes inférieures à 4°C, la courbe de 115% permet des températures au-delà de 160°C. De plus, le graphique montre également que l'écart entre les courbes de 140°C et 160°C augmente avec la température ambiante. Le 15% de surcharge additionnelle (du 115%) représente un risque plus grand et un dommage plus important dans les températures basses que les températures hautes.

Par conséquent, lorsque les juridictions voisines fixent la caractéristique assignée d'urgence au facteur d'urgence, le risque à leurs transformateurs est significativement moindre qu'aux transformateurs de TransÉnergie puisque leurs plages de température d'exploitation sont plus restreintes et plus chaudes qu'au Québec.

Tel qu'illustré par le graphique, le critère 10-1 est déterminant pour fixer le seuil des protections des transformateurs de TransÉnergie au Québec puisque l'exploitant n'a pas établi de caractéristique assignée d'urgence. Ce seuil permet une surcharge en urgence de courte durée au-delà du facteur d'urgence pour les températures ambiantes au-dessus de -20°C. Puisque les

<sup>10</sup> Ces données sont extraites des versions TET-APE-G-006-01 et TET-APE-G-006-00 du Guide de Surcharge.

1 transformateurs possèdent une inertie thermique, les surcharges importantes  
2 en hautes températures pourront durer jusqu'au moment où le point chaud de  
3 l'enroulement atteint 140°C et que la protection de température déclenche. Or,  
4 cette marge d'inertie thermique est peu disponible en basses températures.

5  
6 Tel que souligné par le critère 11, la norme PRC-023-3 souhaite accorder à  
7 l'exploitant une marge de manœuvre (15 minutes) sans mettre les  
8 transformateurs à risque de façon importante. Le Coordonnateur connaît le  
9 facteur d'urgence et exploite le réseau en conséquence. Advenant qu'une  
10 marge additionnelle soit nécessaire dans le futur, il peut établir une  
11 caractéristique assignée d'urgence. Par conséquent, le Coordonnateur est  
12 d'avis que la disposition particulière ne nuit pas à la fiabilité et qu'elle est utile  
13 pour clairement distinguer la caractéristique assignée d'urgence du facteur de  
14 surcharge et éviter une confusion potentielle dans le cadre de la surveillance  
15 de la conformité au Québec.

16  
17  
18 Veuillez indiquer si le plus grand facteur de charge établi pendant les conditions  
19 d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs transformateurs est une  
20 caractéristique propre à chaque transformateur et définie par le fabricant. Sinon,  
21 veuillez préciser sa nature.

22 **Le plus grand facteur de charge établi pendant les conditions d'urgence de**  
23 **longue durée (le facteur d'urgence) est une caractéristique propre à chaque**  
24 **type de transformateur. Par exemple, les transformateurs peuvent avoir un**  
25 **échauffement nominal de 55°C ou de 65°C avec différents types de systèmes**  
26 **de refroidissement.**

27  
28 **Le facteur d'urgence est une valeur qui résume la courbe de facteur de charge**  
29 **pendant les conditions d'urgence. Tel que démontré à la réponse précédente,**  
30 **la courbe de facteur de charge pendant les conditions d'urgence est une**  
31 **courbe de charge pour différentes températures ambiantes et une seule**  
32 **température du point chaud d'enroulement (140°C). Tel qu'expliqué dans la**  
33 **réponse précédente, cette courbe représente un compromis entre la flexibilité**  
34 **d'exploitation et la vie du transformateur et sa détermination s'appuie sur des**  
35 **normes internationales, ainsi que sur les courbes du fabricant.**

36 **Chez TransÉnergie, les facteurs d'urgence pour les différents types de**  
37 **transformateurs sont établis par un comité d'expert en transformateur et en**  
38 **exploitation de réseau, de l'IREQ et de TransÉnergie et ils sont consignés au**  
39 **Guide de Surcharge.**

40  
41 6.3 Veuillez justifier l'absence de marge entre le seuil minimum de déclenchement de la  
42 protection visée et le plus grand facteur de charge établi pendant les conditions  
43 d'urgence de longue durée.

1 **R6.3**

2 **Tel que démontré dans le graphique à la réponse 6.3, le critère 10-1 détermine**  
3 **le seuil de déclenchement pour toutes les températures au-dessus de -20°C.**  
4 **Donc, il y a une marge entre le plus grand facteur de charge établi pendant les**  
5 **conditions d'urgence de longue durée (le facteur de charge) et le seuil de**  
6 **déclenchement pour ces températures.**

7 **Le Coordonnateur est d'avis qu'il a suffisamment de marge opérationnelle avec**  
8 **les réglages de protections fixés par le critère 10-1, même pour des**  
9 **températures en dessous de -20°C.**

10 **Advenant que le Coordonnateur change d'avis, par exemple, à la suite d'un**  
11 **évènement ou d'une réévaluation, il pourra établir une caractéristique assignée**  
12 **d'urgence.**

13 6.4 Tenant compte de la précision des systèmes de protection, veuillez commenter  
14 l'opportunité de remplacer le critère de 100 % du plus grand facteur de charge établi  
15 par un critère de 115 % du plus grand facteur de charge établi pendant les conditions  
16 d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs transformateurs.

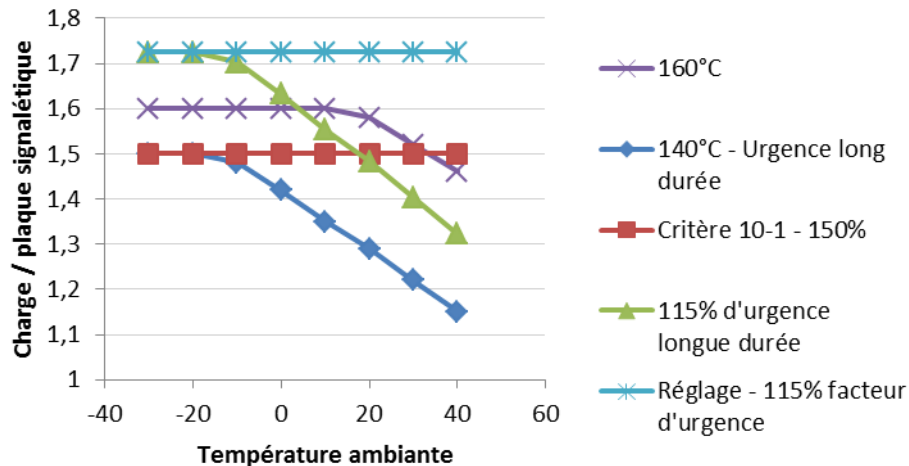
17 **R6.4**

18 **Voir la réponse à la question 6.3.**

19  
20 **Le facteur d'urgence, le plus grand facteur de charge établi pendant les**  
21 **conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou de plusieurs**  
22 **transformateurs est 1,73. Le graphique suivant illustre ce choix de réglage**  
23 **pour les protections.**

**Réglage à 115% du facteur d'urgence**

Transformateurs - ONAN/ONAF/ONAF, tension < 735 kV,  
échauffement nominal 65°C



24  
25  
26

**La première observation est que l'ensemble de la courbe «Réglage -115% facteur d'urgence» est situé au-dessous de la courbe de 160°C. Bien que la**

1 protection thermique empêche que les températures extrêmes bien au-dessus  
2 de 160°C soient atteintes, fixer la protection à 115% du facteur d'urgence  
3 rendrait cette protection presque inutile sur la plage de température complète.  
4 Mise à part la possibilité d'une défaillance de la protection thermique, cette  
5 protection n'a pas été conçue pour des régimes d'exploitation aussi extrême  
6 que ceux permis par un tel réglage. Par exemple, le Guide de surcharge n'a  
7 pas actuellement de données sur le réchauffement du point chaud sur une  
8 surcharge de 1,7 à une température ambiante de 30°C. Le Coordonnateur est  
9 d'avis que la flexibilité opérationnelle qui lui est accordée par ce réglage n'est  
10 pas suffisante pour justifier le risque accru de vieillissement des  
11 transformateurs et le risque accru à leur fiabilité lors d'un évènement. Par  
12 conséquent, il est d'avis qu'il n'est pas opportun de remplacer le 100% du  
13 facteur d'urgence par 115%.

14  
15 Advenant que le seuil de 150% ne soit pas suffisant, il prendra des mesures en  
16 conséquence. Une option serait d'établir une caractéristique assignée  
17 d'urgence.

18  
19 TransÉnergie indique qu'il fixe les réglages de protection en surcharge à  
20 155%, ce qui respecte le critère 10 avec une marge additionnelle de 5% pour  
21 tenir compte de la précision des systèmes de protection.

22 7 **Référence :** Pièce [B-0017, p. 9](#), Réponses aux engagements du 31 mars 2016.

23 **Préambule :**

24 (i) « R15 [...] »

25 *Suite à des discussions intervenues avec l'intervenante RTA, le Coordonnateur propose, en*  
26 *sus des modifications demandées à l'engagement #15, l'ajout d'une disposition particulière à*  
27 *l'annexe Québec afin d'exclure les centrales non raccordées au RTP. L'application de la*  
28 *norme PRC-025-1 à des centrales dont les liens de raccordement ne sont pas sujets à la*  
29 *norme PRC-023-3 n'est pas pertinente puisqu'elle n'apporte aucun gain en matière de*  
30 *fiabilité. En effet, les exigences en matière de capacité de charge des installations de*  
31 *production (PRC-025-1) doivent être appliquées en cohérence avec celles prévues pour les*  
32 *installations de transport (PRC-023-3) [...] ».* [nous soulignons]

33 **Demande :**

34 7.1 Veuillez élaborer sur le champ d'application de la norme PRC-023-3 notamment en ce  
35 qui a trait aux installations de transport répondant au critère suivant : « les liens de  
36 raccordement ne sont pas sujets à la norme PRC-023-3 ».

37 **R7.1**

38 Selon l'annexe QC de la norme PRC-023-3, cette norme s'applique aux  
39 installations du réseau de transport principal (RTP). L'expression « les liens de  
40 raccordement ne sont pas sujets à la norme PRC-023-3 » fait référence aux



1 lignes de transport qui ne font pas parties du RTP et raccordant des  
2 installations de production du RTP.

3 **Norme PRC-025-1**

4 8 **Références :** (i) Pièce [B-0017, p. 9](#);  
5 (ii) Pièce [B-0019, p.139](#), Annexe Québec de la norme PRC-025-1;  
6 (iii) Dossier R-3936-2015, pièce [B-0018, p. C-1](#), Registre des entités  
7 visées par les normes de fiabilité.

8 **Préambule :**

9 (i) « R15 [...] »  
10 Suite à des discussions intervenues avec l'intervenante RTA, le Coordonnateur propose, en  
11 sus des modifications demandées à l'engagement #15, l'ajout d'une disposition particulière à  
12 l'annexe Québec afin d'exclure les centrales non raccordées au RTP. L'application de la  
13 norme PRC-025-1 à des centrales dont les liens de raccordement ne sont pas sujets à la  
14 norme PRC-023-3 n'est pas pertinente puisqu'elle n'apporte aucun gain en matière de  
15 fiabilité. En effet, les exigences en matière de capacité de charge des installations de  
16 production (PRC-025-1) doivent être appliquées en cohérence avec celles prévues pour les  
17 installations de transport (PRC-023-3) [...] » [nous soulignons]

18 (ii) « 3.3. Exemptions : Les installations de production qui ne sont pas raccordées au RTP  
19 sont exemptées de l'application de la présente norme. »

20 (iii) À l'annexe C du Registre, sous la colonne « Raccordé au RTP », il est indiqué, pour  
21 chacune des centrales, le mode de raccordement au réseau RTP (centrale raccordée au RTP :  
22 « Oui » ou « Non »).

23 **Demandes :**

24 8.1 Veuillez préciser la signification de l'expression « Raccordé au RTP » dans le cas  
25 d'une centrale.

26 **R8.1**

27 **L'expression « Raccordé au RTP » signifie que la centrale est reliée par une**  
28 **ligne de transport faisant partie du RTP.**

29 8.2 Veuillez préciser la valeur globale en puissance et en pourcentage (par rapport à la  
30 puissance installée) associée aux installations de production qui seraient exemptées de  
31 l'application de la norme PRC-025-1 selon la disposition particulière énoncée à la  
32 référence (i).

1 **R8.2**

2 **La puissance installée totale exemptée de l'application de la norme PRC-025-1**  
3 **par cette disposition particulière serait de 9298 MVA ou 20% de la puissance**  
4 **installée totale. Pour ce calcul, le Coordonnateur a utilisé les données inscrites**  
5 **au Registre résultant de l'application de la nouvelle méthodologie pour**  
6 **l'identification des installations RTP.**

7 8.3 Veuillez commenter l'impact de ce pourcentage de production exemptée sur la  
8 fiabilité de l'Interconnexion du Québec et préciser de quelle façon l'impact sur la  
9 fiabilité du transport d'électricité a été vérifié.

10 **R8.3**

11 **L'application des réglages de relais exigés par la norme PRC-025-1 à une**  
12 **centrale raccordée par une ligne non visée par la norme PRC-023-3**  
13 **n'apporterait aucun gain de fiabilité. En effet, en l'absence d'exigence minimale**  
14 **en matière de capacité de charge de la ligne, une surcharge provoquerait le**  
15 **déclenchement de cette ligne plutôt que celui du groupe de production. La**  
16 **capacité de surcharge des relais de groupe de production n'est donc pas le**  
17 **facteur limitant en cas de surcharge. Par conséquent, l'application de cette**  
18 **norme à ces centrales n'apporte pas de gain à la fiabilité.**