

**NORMES INT ET VAR  
(VERSION FRANÇAISE)**



### A. Introduction

1. **Titre :** Transferts dynamiques
2. **Numéro :** INT-004-3.1
3. **Objet :** Faire en sorte que les *programmes dynamiques* et les *pseudo-interconnexions* soient communiqués et pris en compte adéquatement dans les procédures de gestion de la congestion.
4. **Applicabilité :**
  - 4.1. *Responsable de l'équilibrage*
  - 4.2. *Négociant*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre.
6. **Contexte :**

Cette norme a été révisée dans le cadre du projet 2008-12 Coordinate Interchange Standards afin d'assurer la transparence des transferts dynamiques.

- L'exigence E1 est une version modifiée de l'exigence E1 de la norme INT-001-3 qui a été transférée à la norme INT-004-3. L'exigence s'étend maintenant aux *pseudo-interconnexions*.
- L'exigence E2 est modifiée à partir de INT-004-2 afin de différencier les conditions qui rendent nécessaire la mise à jour du *transfert dynamique*.
- Les exigences E1 et E2 s'appliquent maintenant aussi aux *pseudo-interconnexions*. L'exigence de créer une RFI pour les *pseudo-interconnexions* vise à ce que toutes les entités concernées soient au courant du *transfert dynamique* et conviennent s'être entendues sur les diverses responsabilités associées à celui-ci.
- L'exigence E3 a été créée afin d'assurer la coordination entre toutes les entités concernées avant la mise en œuvre initiale d'une *pseudo-interconnexion*.
- La section Principes directeurs et fondements techniques a été ajoutée pour présenter un résumé des éléments dont il faut tenir compte lorsqu'on établit un *transfert dynamique*.

### B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *négociant* qui achète de l'énergie pour desservir une *charge* au moyen d'un *programme dynamique* ou d'une *pseudo-interconnexion* doit s'assurer qu'une *demande d'échange* est soumise sous la forme d'un *échange convenu* à temps<sup>1</sup> au *responsable de l'équilibrage consommateur* de ce *programme dynamique* ou de cette *pseudo-interconnexion*, à moins que l'information sur la *pseudo-interconnexion* soit intégrée aux procédures de gestion de la congestion par un autre moyen. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation du jour même]
- M1.** Le *négociant* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques ou autres pièces justificatives horodatés) attestant qu'une *demande d'échange* a été soumise, pour les *programmes dynamiques* et les *pseudo-interconnexion*, sous la forme d'un *échange convenu* à temps<sup>1</sup>, au *responsable de l'équilibrage consommateur* du *programme dynamique* ou de la *pseudo-interconnexion*. Dans le cas des *pseudo-interconnexions* intégrées aux procédures de gestion de la congestion par un autre moyen, le *négociant* doit avoir des pièces justificatives attestant cette intégration (par exemple des données de modélisation de *logiciel de calcul de la répartition des échanges*, ou encore une entente sur support papier ou électronique avec un *responsable de l'équilibrage* visant l'intégration de la *pseudo-interconnexion* aux procédures de gestion de la congestion). (E1)
- E2.** Le *négociant* qui soumet une *demande d'échange* conformément à l'exigence E1 doit veiller à ce que l'*échange confirmé* associé au *programme dynamique* ou à la *pseudo-interconnexion* en question soit mis à jour pour les heures futures, aux fins des procédures de gestion de la congestion, si l'une ou l'autre des conditions suivantes se produisent : [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation du jour même, exploitation en temps réel]
- 2.1.** Pour un *échange confirmé* de plus de 250 MW pendant la dernière heure, l'énergie réelle intégrée sur une base horaire s'écarte de plus de 10 % par rapport à l'*échange confirmé* pendant cette heure et il est prévu que cet écart persistera.
- 2.2.** Pour un *échange confirmé* de 250 MW ou moins pendant la dernière heure, l'énergie réelle intégrée sur une base horaire s'écarte de plus de 25 MW par rapport à l'*échange confirmé* pendant cette heure et il est prévu que cet écart persistera.
- 2.3.** Le *négociant* reçoit une notification d'un *coordonnateur de la fiabilité* ou d'un *exploitant de réseau de transport* lui demandant de mettre à jour l'*échange confirmé*.
- M2.** Le *négociant* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques, des études de fiabilité ou autres pièces justificatives horodatés) attestant qu'il a mis à jour ses *échanges confirmés* lorsque l'écart correspond aux critères de l'exigence E2, alinéas 2.1 à 2.3 (E2).

---

1. Se reporter aux tableaux des délais de la norme INT-006-4.

**E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage* ne doit mettre en œuvre ou exploiter une *pseudo-interconnexion* afin de soutenir les procédures de gestion de la congestion que si elle est inscrite à l'*Electric Industry Registry* publié par le NAESB. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

**M3.** Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir des pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques ou autres pièces justificatives horodatés) attestant qu'il n'a mis en œuvre ou exploité une *pseudo-interconnexion* que si elle est inscrite à l'*Electric Industry Registry* publié par le NAESB. (E3)

### C. Conformité

#### 1. Processus de surveillance de la conformité

##### 1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

*Entité régionale*

##### 1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *négociant* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *responsable de la surveillance de l'application des normes* (CEA) lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit .

- Le *négociant* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1 et E2 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.
- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E3 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.

Si un *négociant* ou un *responsable de l'équilibrage* est jugé non conforme à l'une ou l'autre des exigences, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le responsable des mesures pour assurer la conformité doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

##### 1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

**1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>négociant</i> a acheté de l'énergie pour alimenter une <i>charge</i> au moyen d'un <i>programme dynamique</i> ou d'une <i>pseudo-interconnexion</i> , mais ne s'est pas assuré qu'une <i>demande d'échange</i> a été soumise sous la forme d'un <i>échange convenu</i> à temps au <i>responsable de l'équilibrage consommateur</i> , et il n'a pas intégré l'information concernant la <i>pseudo-interconnexion</i> aux procédures de gestion de la congestion par un autre moyen.
E2	Planification de l'exploitation, exploitation du jour même	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Un écart a atteint ou dépassé les critères à l'exigence E2, alinéas E2.1 à E2.3, et il était prévu qu'il persisterait, mais le <i>négociant</i> n'a pas veillé à ce que l' <i>échange confirmé</i>

**Norme INT-004-3.1 – Transferts dynamiques**

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						associé au <i>programme dynamique</i> ou à la <i>pseudo-interconnexion</i> soit mis à jour pour les heures futures.
<b>E3</b>	Planification de l'exploitation	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis en œuvre ou exploité une <i>pseudo-interconnexion</i> non inscrite à l' <i>Electric Industry Registry</i> publié par le NAESB.

**D. Différences régionales**

Aucune

**E. Interprétations**

Aucune

**F. Documents connexes**

Le document *Dynamic Transfer Reference Guidelines* est incorporé au *NERC Operating Manual*, accessible à l'adresse suivante : [http://www.nerc.com/files/opman\\_3\\_2012.pdf](http://www.nerc.com/files/opman_3_2012.pdf).



### *Principes directeurs et fondements techniques*

La présente norme exige de soumettre un *échange convenu* tant pour un *programme dynamique* que pour une *pseudo-interconnexion*. En général, les *pseudo-interconnexions* sont prises en compte par toutes les parties comme des *échanges*, tandis que les *programmes dynamiques* sont pris en compte comme des *échanges programmés*. Les obligations des entités qui participent à un *transfert dynamique* dépendent du type de *transfert dynamique* choisi. Ces principes directeurs présentent les éléments dont il faut tenir compte lorsqu'on détermine quel type de *transfert dynamique* il convient d'utiliser dans une situation donnée.

### *Considérations générales pour l'établissement et la mise en oeuvre des transferts dynamiques*

- Pendant la préparation d'un *transfert dynamique*, une source de données commune est établie. À cette étape, il faut aussi prévoir l'éventualité où cette source de données normale ne serait pas disponible..
- Après tout ajustement de fiabilité apporté à un *programme dynamique*, chaque *responsable de l'équilibrage* doit adopter des valeurs établies conjointement de manière à prévenir tout dépassement des limites établies par l'ajustement de fiabilité.
  - Puisque la variable *échange programmé net* utilisée dans son ACE (ou tout processus de réglage équivalent) ne coïncide pas avec la valeur de *échange confirmé*, mais plutôt d'une source commune quelconque, chaque *responsable de l'équilibrage* doit être prêt à agir pour contrôler les données qui alimentent cette source commune.
- Chaque *responsable de l'équilibrage délégataire* doit incorporer à ses processus les ressources accessibles par l'entremise de *programmes dynamiques* ou de *pseudo-interconnexions* afin d'établir les besoins de *réserve pour contingence*, ainsi que pour mesurer la réponse de la *réserve pour contingence*.

Le tableau ci-dessous décrit et résume les obligations associées historiquement aux *pseudo-interconnexions* et aux *programmes dynamiques* en rapport avec plusieurs des points traités ci-dessus. Dans la pratique, cependant, les *responsables de l'équilibrage délégant* et *délégataire* peuvent convenir d'une autre répartition des obligations que celle présentée dans le tableau ci-dessous.

<b>Obligation ou modélisation du responsable de l'équilibrage</b>	<b>Pseudo-interconnexion</b>	<b>Programme dynamique</b>
Planification et déclaration de la production et coordination des indisponibilités	<i>Responsable de l'équilibrage délégataire</i>	Généralement le responsable de l'équilibrage délégant, mais peut être réaffectée (en tout ou en partie) au <i>responsable de l'équilibrage délégataire</i>
Rétablissement et déclaration relatifs aux CPS, aux DCS et aux RMS.	<i>Responsable de l'équilibrage délégataire</i>	<i>Responsable de l'équilibrage délégant</i> ou délégataire (selon les ententes)
Responsabilité opérationnelle	<i>Responsable de l'équilibrage délégataire</i>	<i>Responsable de l'équilibrage délégant</i>
Services du responsable de	<i>Responsable de l'équilibrage</i>	<i>Responsable de l'équilibrage délégant</i>

## Principes directeurs de mise en oeuvre

Obligation ou modélisation du responsable de l'équilibrage	Pseudo-interconnexion	Programme dynamique
<i>l'équilibrage</i> Annexes 3 à 6 de l'OATT de la FERC et autres services complémentaires selon les besoins	<i>délégataire</i>	
Services complémentaires associés au transport Annexes 1 et 2 de l'OATT de la FERC et autres services complémentaires selon les besoins	<i>Responsable de l'équilibrage délégataire ou délégant (selon les ententes)</i>	<i>Responsable de l'équilibrage délégataire ou délégant (selon les ententes)</i>
Calcul et réglage de la <i>compensation en fréquence</i> de l'ACE	<i>Les responsables de l'équilibrage délégant et délégataire doivent adapter la logique de commande qui détermine leur réglage de la compensation en fréquence en tenant compte des caractéristiques de compensation en fréquence des charges ou des ressources transférées entre les zones d'équilibrage par la pseudo-interconnexion</i>	<i>Le responsable de l'équilibrage délégataire doit inclure la charge de son programme dynamique dans sa prévision de charge servant à établir le besoin de compensation en fréquence. Le responsable de l'équilibrage délégant doit modifier de la même valeur, mais en sens inverse, la charge servant à établir le réglage de la compensation en fréquence</i>
Prévision et déclaration de la charge	<i>Responsable de l'équilibrage délégataire</i>	<i>Responsable de l'équilibrage délégant</i>
Délestage manuel pendant une alerte de <i>défaillance en énergie</i>	<i>Responsable de l'équilibrage délégataire</i>	<i>Responsable de l'équilibrage délégant</i>

### Considérations générales concernant les réductions de transfert dynamique

## Principes directeurs de mise en oeuvre

---

Les particularités de la gestion des *réductions* de *transfert dynamique* sont décrites dans le document *Dynamic Transfer Reference Guidelines* de la NERC, version 2.

Dans le cas des *programmes dynamiques* :

**Si le service de transport entre les *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur* est réduit, il peut être nécessaire de réduire d'autant la plage admissible de l'ampleur des programmes d'échange entre ces zones, y compris les *programmes dynamiques*. Tous les *responsables de l'équilibrage visés* par une réduction de *programme dynamique* doivent aussi rajuster selon une valeur commune le signal d'entrée du *programme dynamique* dans leurs équations de l'ACE respectives. La valeur utilisée doit être égale ou inférieure à celle de l'étiquette du *programme dynamique* réduit. Comme les étiquettes de *programme dynamique* ne sont généralement pas utilisées comme signaux de *transfert dynamique* pour l'ACE, ce rajustement peut nécessiter une saisie manuelle ou une autre modification d'une valeur calculée ou télémessurée utilisée par l'ACE.**

Dans le cas des *pseudo-interconnexions* :

**Si le service de transport entre les *responsables de l'équilibrage délégant et délégataire* est réduit, il est nécessaire de réduire d'autant la plage admissible de l'ampleur des *pseudo-interconnexions* entre ces zones.**

Les deux passages ci-dessus décrivent dans quels cas les *réductions* (généralement communiquées au moyen d'une *étiquette* électronique) de *transfert dynamique* nécessitent de la part des *responsables de l'équilibrage* une intervention supplémentaire afin d'assurer leur conformité à la *réduction*.

Dans la plupart des transactions étiquetées, les réductions sont mises en œuvre par une modification des équations de l'ACE des *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur*. Cependant, les changements (y compris les *réductions*) dans les transactions étiquetées de *programme dynamique* et de *pseudo-interconnexion* ne modifient pas directement les équations de l'ACE des *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur*. Ces types de transaction influent sur l'équation de l'ACE par l'entremise du signal de *transfert dynamique*, et non au moyen de l'*étiquette* électronique. C'est pourquoi les *responsables de l'équilibrage* doivent mettre en place une automatisation supplémentaire ou exécuter des opérations manuelles supplémentaires pour réduire le signal de *transfert dynamique* et afin de se conformer à la réduction.

### ***Justification***

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte étaient incorporées à celle-ci pour expliquer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré à cette section.

### ***Justification pour E1***

## Principes directeurs de mise en oeuvre

---

Cette exigence vise à assurer la transmission d'une *demande d'échange* pour un *programme dynamique* ou une *pseudo-interconnexion*. Si une prévision est disponible, on s'attend à ce que celle-ci soit utilisée pour définir le profil d'énergie de la *demande d'échange*. Si aucune prévision n'est disponible, le profil d'énergie ne peut pas dépasser la quantité de MW maximale prévisible de la transaction.

### *Justification pour E2*

Cette exigence n'impose aucune restriction à la mise à jour des étiquettes en tout temps. Elle spécifie les conditions dans lesquelles il est nécessaire de mettre à jour une étiquette.

### Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 <sup>er</sup> avril 2005	Entrée en vigueur	Nouveau document
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	9 octobre 2007	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC (retrait de la dispense pour le WECC)	Révision
2	21 juillet 2008	Approbation par la FERC	Révision
3	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
3	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme INT-004-3	
3.1	22 août 2014	Errata des normes INT-004-3, INT-009-2, INT-010-2 et INT-011-2 soumis afin de corriger l'incohérence entre le plan de mise en œuvre et la date d'entrée en vigueur. Le Comité de normalisation de la NERC a approuvé les changements dans les errata le 20 août 2014	Errata
3.1	26 novembre 2014	Ordonnance de la FERC approuvant les changements dans les errata.	





Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

## A. Introduction

1. **Titre :** Transferts dynamiques
2. **Numéro :** INT-004-3.1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**  
Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
  - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 22 février 2018
  - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 22 février 2018
  - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1<sup>er</sup> avril 2018

## B. Exigences et mesures

E1. Aucune disposition particulière.

E2. Aucune disposition particulière.

E3. Chaque *responsable de l'équilibrage* ne doit mettre en œuvre ou exploiter une pseudo-interconnexion que s'il a demandé l'inscription de cette pseudo-interconnexion au Registre des entités visées par les normes de fiabilité au Québec. Si la pseudo-interconnexion n'est pas entièrement dans la juridiction du Québec, la pseudo-interconnexion doit également être inscrite à la publication du « NAESB Electric Industry Registry » afin de soutenir les procédures de gestion de la congestion. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

M3. Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux électroniques horodatés ou autres pièces justificatives datées) attestant qu'il a mis en œuvre ou exploité une pseudo-interconnexion que si elle est inscrite au Registre des entités visées par les normes de fiabilité du Québec. Si la pseudo-interconnexion n'est pas entièrement dans la juridiction du Québec, la pseudo-interconnexion doit également être inscrite à la publication du « NAESB Electric Industry Registry » afin de soutenir les procédures de gestion de la congestion.

## C. Conformité

### 1. Processus de surveillance de la conformité

#### 1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

#### 1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

Annexe QC-INT-004-3.1

Dispositions particulières de la norme INT-004-3.1 applicables au Québec

**1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière

**1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

**2. Tableau des éléments de conformité**

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification de l'exploitation	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage a mis en œuvre ou exploité une pseudo-interconnexion non inscrite au Registre des entités visées par les normes de fiabilité au Québec ou, le cas échéant, non inscrite à l' <i>Electric Industry Registry</i> publié par le NAESB..

**D. Différences régionales**

Aucune disposition particulière

**E. Interprétations**

Aucune disposition particulière

**F. Documents connexes**

Aucune disposition particulière

**Principes directeurs et fondements**

Aucune disposition particulière

**Justification**

Aucune disposition particulière

**Historique des versions**

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	22 février 2018	Nouvelle annexe	Nouvelle



### A. Introduction

1. **Titre :** Mise en œuvre d'un échange
2. **Numéro :** INT-009-2.1
3. **Objet :** Faire en sorte que les *responsables de l'équilibrage* mettent en œuvre l'échange comme convenu dans le processus de confirmation de l'échange.

4. **Applicabilité :**

- 4.1. *Responsable de l'équilibrage*

5. **Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre.

6. **Contexte :**

Cette norme a été révisée dans le cadre du projet 2008-12 Coordinate Interchange Standards, qui visait à refondre les exigences des diverses normes INT en un nombre réduit de normes et selon une séquence logique. La norme INT-009-2 continue de porter sur le processus de confirmation des *transactions d'échange* entre les *responsables de l'équilibrage* avant leur mise en œuvre.

Les exigences de la norme INT-009-2 ont été développées afin d'englober des mesures précédentes de la version INT-009-1 et de tenir compte des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*. Un nouveau terme, « *échange confirmé composite* », a été ajouté.

Le contenu de la norme INT-009-2 présente les révisions et ajouts suivants :

- L'exigence E1 a été combinée avec l'exigence E1 de la norme INT-003-3, et modifiée de manière à faire en sorte qu'un *responsable de l'équilibrage* s'entende sur un *échange confirmé composite* avec chacun des *responsables de l'équilibrage adjacents*.
- L'exigence E2 a été créée afin de faire en sorte que les *responsables de l'équilibrage adjacents* qui intègrent une *pseudo-interconnexion* s'entendent sur une source commune pour la variable « *échange réel net* » de leur ACE.
- L'exigence E3 a été créée par remaniement de l'exigence E1.2 de la norme INT-003-3. Cette exigence fait en sorte que le *responsable de l'équilibrage* qui contrôle une interconnexion à courant continu haute tension coordonne l'*échange confirmé*.

### B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit convenir avec chacun de ses *responsables de l'équilibrage adjacents*, à intervalles établis conjointement, que son *échange confirmé composite* avec ce *responsable de l'équilibrage adjacent* (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé par la

norme INT-010-2 et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*) est : [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

1.1. d'une valeur identique à celui du *responsable de l'équilibrage adjacent*, et

1.2. de signe ou de sens opposés à celui du *responsable de l'équilibrage adjacent*.

- M1.** Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux, des enregistrements vocaux, des documents électroniques, une entente écrite ou autres pièces justificatives datés) attestant que son *échange confirmé composite* avec chaque *responsable de l'équilibrage adjacent* (à l'exclusion des *programmes dynamiques* et des *pseudo-interconnexions*, mais à l'inclusion de tout *échange* visé par la norme INT-010-2 et non encore incorporé à l'*échange confirmé composite*) avait l'accord de celui-ci, et qu'il était de valeur identique et de signe opposé à celui de chaque *responsable de l'équilibrage adjacent*. (E1)
- E2.** Le *responsable de l'équilibrage délégataire* et le *responsable de l'équilibrage délégant* doivent utiliser une valeur dynamique provenant d'une source commune choisie conjointement pour tenir compte de la *pseudo-interconnexion* dans la variable « *échange réel net* » ( $NI_A$ ) de leurs ACE respectifs (ou autre processus de contrôle). [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M2.** Le *responsable de l'équilibrage* doit détenir les pièces justificatives (par exemple des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des documents électroniques, une entente écrite ou autres pièces justificatives datés) attestant qu'il a utilisé une valeur dynamique provenant d'une source commune choisie conjointement pour prendre en compte la *pseudo-interconnexion* dans la variable « *échange réel net* » ( $NI_A$ ) de leurs ACE respectifs (ou autre processus de contrôle). (E2)
- E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage* dans la zone duquel est contrôlée une interconnexion à courant continu haute tension doit coordonner l'*échange confirmé*, avant sa mise en œuvre, avec l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite l'interconnexion à courant continu haute tension concernée. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel et planification de l'exploitation]
- M3.** Le *responsable de l'équilibrage* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des journaux d'exploitation, des documents électroniques ou autres pièces justificatives datés) attestant qu'il a coordonné l'*échange confirmé* avant sa mise en œuvre avec l'*exploitant de réseau de transport* qui exploite l'interconnexion à courant continu haute tension concernée. (E3)

## C. Conformité

### 1. Processus de surveillance de la conformité

#### 1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

*Entité régionale*

#### 1.2. Conservation des pièces justificatives

Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA) lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps aux fins d'une enquête. Dans les cas où la période de conservation indiquée ci-après est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1, E2 et E3 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.

Si un *responsable de l'équilibrage* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le *responsable de la surveillance de l'application des normes* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

#### 1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

#### 1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage n'est pas parvenu à s'entendre avec un responsable de l'équilibrage adjacent, à intervalles établis conjointement, de la valeur ou du signe de leur échange confirmé composite (à l'exclusion des programmes dynamiques et des pseudo-interconnexions, mais à l'inclusion de tout échange visé par la norme INT-010-2 et non encore incorporé à l'échange confirmé composite).
E2	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage n'a pas utilisé une valeur dynamique provenant d'une source commune choisie conjointement pour prendre en compte la pseudo-interconnexion dans la variable « échange réel net » ( $NI_A$ ) de leurs ACE respectifs (ou autre processus de contrôle).
E3	Exploitation en temps réel; planification de l'exploitation	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage n'a pas coordonné l'échange confirmé, avant sa mise en œuvre, avec l'exploitant de réseau de transport qui exploite l'interconnexion à courant continu haute tension concernée.

### D. Différences régionales

Aucune

### E. Interprétations

Aucune

### F. Documents connexes

Aucun

## Principes directeurs et fondements techniques

### Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte étaient incorporées à celle-ci pour expliquer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré à cette section.

Raisonnement pour E2 : L'exigence E12.3 de la norme BAL-005-2b traite de l'appareillage de mesure commun exigé pour les *programmes dynamiques* et les *pseudo-interconnexions*, mais ne traite pas de leur mise en œuvre dans l'ACE. L'exigence E2 est le pendant de l'exigence E10 de la norme BAL-005-2b, qui porte uniquement sur les *programmes dynamiques*. Son application aux *pseudo-interconnexions* vient combler cette lacune dans les normes BAL.

### Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 <sup>er</sup> avril 2005	Entrée en vigueur	Nouveau document
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
2	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme INT-009-2	
2.1	22 août 2014	Errata des normes INT- 004-3, INT-009-2, INT-010-2 et INT-011-2 soumis afin de corriger l'incohérence entre le plan de mise en œuvre et la date d'entrée en vigueur. Le Comité de normalisation de la NERC a approuvé les changements dans les errata le 20 août 2014.	Errata
2.1	26 novembre 2014	Ordonnance de la FERC approuvant les changements dans l'errata.	

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

**A. Introduction**

- 1. Titre :** Mise en œuvre d'un échange
- 2. Numéro :** INT-009-2.1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :** Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
  - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 22 février 2018
  - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 22 février 2018
  - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1<sup>er</sup> avril 2018

**B. Exigences et mesures**

Aucune disposition particulière

**C. Conformité**

- 1. Processus de surveillance de la conformité**
  - 1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
  - 1.2. Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière
  - 1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière
  - 1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

**Tableau des éléments de conformité**

Aucune disposition particulière

**D. Différences régionales**

Aucune disposition particulière

**E. Interprétation**

Aucune disposition particulière

**F. Documents connexes**

Aucune disposition particulière

## Norme INT-009-2.1 — Mise en œuvre d'un échange

### Annexe QC-INT-009-2.1

#### Dispositions particulières de la norme INT-009-2.1 applicables au Québec

---

#### Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

#### Historique des révisions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	22 février 2018	Nouvelle annexe	Nouvelle



## **A. Introduction**

- 1. Titre :**           **Soumission ou modification d'un échange d'énergie pour la fiabilité**
- 2. Numéro :**       **INT-010-2.1**
- 3. Objet :**           Encadrer les mesures de fiabilité nécessaires aux *échanges confirmés* ou aux *échanges mis en œuvre*
- 4. Applicabilité :**
  - 4.1. Responsable de l'équilibrage**
- 5. Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre.

**6. Contexte :**

La présente norme a été révisée dans le cadre du Projet 2008-12 sur la coordination des normes sur les échanges d'énergie.

- L'exigence E1 est modifiée pour remplacer le terme « *demande d'échange convenu* » par le terme correct « *demande d'échange* ». Un texte de justification a été rédigé pour clarifier l'expression « *entente de partage d'énergie* » dans cette exigence.
- Les exigences E2 et E3 ont été modifiées afin de transférer l'obligation de conformité du *coordonnateur de la fiabilité* au *responsable de l'équilibrage consommateur*.

## **B. Exigences et mesures**

- E1.** Le *responsable de l'équilibrage* qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie doit veiller à ce que soit soumise une *demande d'échange* débutant au maximum 60 minutes après la perte de ressources. Si le recours à l'entente de partage d'énergie ne dépasse pas 60 minutes après la perte de ressources, une *demande d'échange* n'est pas requise. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- M1.** Le *responsable de l'équilibrage* qui a recours à son entente de partage d'énergie pendant plus de 60 minutes doit avoir des pièces justificatives horodatées (par exemple une *demande d'échange*, des journaux électroniques ou autres pièces

justificatives similaires) attestant qu'il a soumis une *demande d'échange* conformément à l'exigence E1. (E1)

**E2.** Chaque *responsable de l'équilibrage consommateur* doit, si un *coordonnateur de la fiabilité* demande la modification d'un *échange confirmé* ou d'un *échange mis en œuvre* pour des raisons de fiabilité immédiates ou préventives, veiller à ce que soit soumis un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* correspondant dans les 60 minutes suivant le début de la modification en question. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]

**M2.** Le *responsable de l'équilibrage consommateur* doit avoir des pièces justificatives horodatées (par exemple des journaux électroniques ou autres pièces justificatives similaires) attestant qu'un *échange convenu d'ajustement de fiabilité* a été soumis au maximum 60 minutes après le début d'une modification d'un *échange confirmé* ou d'un *échange mis en œuvre* demandée par un *coordonnateur de la fiabilité* pour des raisons de fiabilité immédiates ou préventives. (E2)

**E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage consommateur* doit, si un *coordonnateur de la fiabilité* demande le dépôt d'un *programme d'échange* pour des raisons de fiabilité immédiates ou préventives, veiller à ce que soit soumise une *demande d'échange* correspondante dans les 60 minutes suivant le début du *programme d'échange* en question. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]

**M3.** Le *responsable de l'équilibrage consommateur* doit détenir des pièces justificatives horodatées (par exemple des journaux électroniques ou autres pièces justificatives similaires) attestant qu'une *demande d'échange* concordante a été soumise au maximum 60 minutes après le début de tout *programme d'échange* déposé à la demande d'un *coordonnateur de la fiabilité* pour des raisons de fiabilité immédiate ou préventive. (E3)

## **C. Conformité**

### **1. Processus de surveillance de la conformité**

#### **1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité**

*Entité régionale*

#### **1.2. Conservation des pièces justificatives**

Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son *responsable des mesures pour assurer la conformité* (CEA) lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1, E2 et E3 pendant les trois mois civils les plus récents, plus le mois courant.
  
- Si un *responsable de l'équilibrage* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

### **1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

### **1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Faible	<p>Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie a veillé à ce qu'une demande d'échange soit soumise, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée dépasse 60 minutes après la perte de ressources, mais cette demande a été soumise avec une heure de début de plus de 60 minutes, mais d'au plus 75 minutes, après la perte de ressources.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie a veillé à ce qu'une demande d'échange soit soumise, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée dépasse 60 minutes après la perte de ressources, mais cette demande a été soumise avec une heure de début de plus de 75 minutes, mais d'au plus 90 minutes, après la perte de ressources.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie a veillé à ce qu'une demande d'échange soit soumise, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée dépasse 60 minutes après la perte de ressources, mais cette demande a été soumise avec une heure de début de plus de 90 minutes, mais d'au plus 120 minutes, après la perte de ressources.</p>	<p>Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie a veillé à ce qu'une demande d'échange soit soumise, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée dépasse 60 minutes après la perte de ressources, mais cette demande a été soumise avec une heure de début de plus de 120 minutes après la perte de ressources.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage qui fait face à une perte de ressources faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie ou à un autre besoin en matière de</p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						fiabilité faisant l'objet d'une entente de partage d'énergie n'a pas veillé à ce qu'une <i>demande d'échange</i> soit soumise après la perte de ressources, dans le cas d'un recours à l'entente de partage d'énergie dont la durée dépasse 60 minutes.

**Norme INT-010-2.1 — Soumission ou modification d'un échange d'énergie pour la fiabilité**

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage consommateur n'a pas veillé à ce qu'un échange convenu d'ajustement de fiabilité correspondant à une modification soit soumis dans les 60 minutes suivant le début de cette modification.
E3	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le responsable de l'équilibrage consommateur n'a pas veillé à ce qu'une demande d'échange correspondant à un programme d'échange demandé soit soumise dans les 60 minutes suivant le début de l'échange programmé.

**D. Différences régionales**

Aucune

**E. Interprétations**

Aucune

**F. Documents connexes**

Aucun

### Principes directeurs et fondements techniques

#### Considérations générales concernant les *réductions de transferts dynamiques*

La gestion particulière des *réductions des transferts dynamiques* est décrite dans le document *Dynamic Transfer Reference Guidelines* de la NERC, version 2.

Dans le cas des programmes dynamiques :

**Si le service de transport entre les *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur* est réduit, il peut être nécessaire de réduire d'autant la plage admissible de l'ampleur des programmes d'échange entre ces zones, y compris les *programmes dynamiques*. Tous les *responsables de l'équilibrage* visés par une *réduction de programme dynamique* doivent aussi rajuster selon une valeur commune le signal d'entrée du *programme dynamique* dans leurs équations de l'ACE respectives. La valeur utilisée doit être égale ou inférieure à celle de l'étiquette du *programme dynamique* réduit. Comme les étiquettes de *programme dynamique* ne sont généralement pas utilisées comme signaux de *transfert dynamique* pour l'ACE, ce rajustement peut nécessiter une saisie manuelle ou une autre modification d'une valeur calculée ou télémessurée utilisée par l'ACE.**

Dans le cas des *pseudo-interconnexions* :

**Si le service de transport entre les *responsables de l'équilibrage délégrant et déléataire* est réduit, il est nécessaire de réduire d'autant la plage admissible de l'ampleur des *pseudo-interconnexions* entre ces zones.**

Les deux passages ci-dessus décrivent dans quels cas les *réductions* (généralement communiquées au moyen d'une *étiquette* électronique) de *transfert dynamique* nécessitent de la part des *responsables de l'équilibrage* une intervention supplémentaire afin d'assurer leur conformité à la *réduction*.

Dans la plupart des transactions étiquetées les *réductions* sont mises en œuvre par une modification des équations de l'ACE des *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur*. Cependant, les changements (y compris les *réductions*) dans les transactions étiquetées de *programme dynamique* et de *pseudo-interconnexion* ne modifient pas directement les équations de l'ACE des *responsables de l'équilibrage producteur et consommateur*. Ces types de transaction influent sur l'équation de l'ACE par l'entremise du signal de *transfert dynamique*, et non au moyen de l'*étiquette* électronique. C'est pourquoi les *responsables de l'équilibrage* doivent mettre en place une automatisation supplémentaire ou exécuter des opérations manuelles supplémentaires pour réduire le signal de *transfert dynamique* et afin de se conformer à la *réduction*.



### **Justification**

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

### **Justification pour E1**

Initialement, le terme « demande d'échange convenu » a été remplacé par le terme défini « demande d'échange » dans l'exigence. Par la suite, un autre éclaircissement a été demandé à propos de l'expression « entente de partage d'énergie » ; celle-ci ne correspond pas à un terme défini dans le glossaire de la NERC, et l'équipe de coordination des normes sur les échanges d'énergie (CISDT) considère qu'une définition n'est pas nécessaire puisque de telles ententes servent à assurer la fiabilité immédiate du réseau. Il pourrait s'agir d'ententes de fiabilité régionales, locales ou réglementaires indiquant les conditions applicables dans lesquelles il est possible de programmer les échanges d'énergie.

### Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	2 mai 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Nouvelle norme
1	16 mars 2007	Approbation par la FERC	Nouvelle norme
2	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
2	30 juin 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme INT-010-2	
2.1	22 août 2014	Errata des normes INT-004-3, INT-009-2, INT-010-2 et INT-011-2 soumis afin de corriger l'incohérence entre le plan de mise en œuvre et la date d'entrée en vigueur. Le Comité de normalisation de la NERC a approuvé les changements dans les errata le 20 août 2014.	Erratum
2.1	26 novembre 2014	Ordonnance de la FERC approuvant les changements dans les errata.	

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

**A. Introduction**

- 1. Titre :** Soumission ou modification d'un échange d'énergie pour la fiabilité
- 2. Numéro :** INT-010-2.1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :** Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
  - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 22 février 2018
  - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 22 février 2018
  - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1<sup>er</sup> avril 2018
- 6. Contexte :** Aucune disposition particulière

**B. Exigences et mesures**

Aucune disposition particulière

**C. Conformité**

- 1. Processus de surveillance de la conformité**
  - 1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
  - 1.2. Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière
  - 1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière
  - 1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

**Tableau des éléments de conformité**

Aucune disposition particulière

**D. Différences régionales**

Aucune disposition particulière

**E. Interprétations**

Aucune disposition particulière

**F. Documents connexes**

Aucune disposition particulière

**Principes directeurs et fondements techniques**

Aucune disposition particulière

**Historique des révisions**

<b>Révision</b>	<b>Date</b>	<b>Intervention</b>	<b>Suivi des modifications</b>
0	22 février 2018	Nouvelle annexe	Nouvelle

## A. Introduction

1. **Titre :** Réglage de la tension et de la puissance réactive
2. **Numéro :** VAR-001-4.2
3. **Objet :** Donner l'assurance que les niveaux de tension, les transits de puissance réactive et les ressources de puissance réactive sont surveillés, contrôlés et maintenus en *temps réel* dans les limites voulues pour préserver l'intégrité des équipements et l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.
4. **Applicabilité**
  - 4.1. *Exploitants de réseau de transport*
  - 4.2. *Exploitants d'installation de production dans l'Interconnexion de l'Ouest (pour la différence WECC)*
5. **Date d'entrée en vigueur**
  - 5.1. La norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation de la norme par un organisme gouvernemental pertinent, sauf dispositions contraires dans un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par une autorité pertinente. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entrera en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, sauf dispositions contraires dans ce territoire.

## B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit définir un programme de tension du réseau (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) dans le cadre de son plan d'exploitation conforme aux *limites d'exploitation du réseau* et les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- 1.1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir une copie des programmes de tension (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) à son *coordonnateur de la fiabilité* et aux *exploitants de réseau de transport* adjacents dans les 30 jours civils suivant une demande.
- M1.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a défini des programmes de tension du réseau (à l'aide soit d'une plage, soit d'une valeur cible avec une plage de tolérance associée).
- Dans le cas de l'alinéa 1.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant que les programmes de tension (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) ont été remis à son *coordonnateur de la fiabilité* et aux *exploitants de réseau de transport* adjacents dans les 30 jours civils suivant une demande. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des courriels, des publications sur un site Web et des procès-verbaux de réunion.
- E2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit programmer des ressources de réactif suffisantes pour régler la tension en conditions normales et de *contingence*. Les *exploitants de réseau de transport* peuvent fournir suffisamment de ressources de réactif par divers moyens, y compris, mais sans s'y limiter, la programmation de production de puissance réactive, la manœuvre de lignes de transport et de ressources de réactif, et le recours à des charges modulables. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation*]
- M2.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a programmé des ressources de réactif suffisantes d'après son évaluation du réseau. Pour l'horizon de planification de l'exploitation, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives des évaluations qui ont servi à établir la programmation des ressources.
- E3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit exploiter ou diriger l'exploitation en *temps réel* des dispositifs de régulation de la tension de transport et des transits de puissance réactive, selon les besoins. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation*]
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant que des mesures ont été prises pour exploiter des ressources capacitatives et inductives en *temps réel* selon les besoins. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des instructions aux *exploitants d'installation de production* leur demandant :

- 1) d'assurer un soutien supplémentaire de la tension, 2) de mettre en circuit des ressources, ou encore 3) d'apporter des ajustements manuels.
- E4.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit spécifier sous quelles conditions un groupe de production est exempté : 1) de suivre un programme de tension ou de *puissance réactive*, 2) d'avoir son régulateur de tension automatique en fonction ou de fonctionner en mode de régulation de tension, ou 3) de faire les notifications afférentes. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- 4.1.** Si un *exploitant de réseau de transport* détermine qu'un groupe de production répond aux critères d'exemption, il doit notifier l'*exploitant d'installation de production* correspondant.
- M4.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a documenté les critères des exemptions applicables aux groupes de production.
- Dans le cas de l'alinéa 4.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit aussi détenir une pièce justificative attestant que, pour chaque groupe de production dans sa zone faisant l'objet d'une exemption 1) de suivre un programme de tension ou de *puissance réactive*, 2) d'avoir son régulateur de tension automatique en fonction ou de fonctionner en mode de régulation de tension, ou 3) de faire les notifications, l'*exploitant d'installation de production* correspondant a été avisé de cette exemption.
- E5.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit définir un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance associée) pour le côté haute tension ou basse tension, du transformateur élévateur de groupe de production, à la discrétion de l'*exploitant de réseau de transport*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- 5.1.** L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir le programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) à l'*exploitant d'installation de production* correspondant et ordonner à l'*exploitant d'installation de production* de se conformer au programme en mode de régulation de tension automatique (régulateur de tension automatique en fonction et réglant la tension).
- 5.2.** L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production* les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance).
- 5.3.** L'*exploitant de réseau de transport* doit fournir les critères qui ont servi à définir les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) à l'*exploitant d'installation de production* dans les 30 jours après en avoir reçu la demande.

- M5.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative attestant qu'il a documenté un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance).

Dans le cas de l'alinéa 5.1, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative attestant qu'il a fourni un programme de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) aux *exploitants d'installation de production* concernés, et que l'*exploitant d'installation de production* a reçu l'ordre de se conformer au programme en mode de régulation de tension automatique, sauf s'il en est exempté.

Dans le cas de l'alinéa 5.2, l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir une pièce justificative attestant qu'il a fourni les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* (spécifiant soit une plage, soit une valeur cible avec plage de tolérance).

Dans le cas de l'alinéa 5.3, l'*exploitant de réseau de transport* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a communiqué les critères qui ont servi à établir les programmes de tension ou de *puissance réactive* (soit une plage, soit une valeur cible avec une plage de tolérance) dans les 30 jours après en avoir reçu la demande de l'*exploitant d'installation de production*.

- E6.** Après concertation avec le *propriétaire d'installation de production* sur les changements de prises qu'il faut effectuer sur les transformateurs élévateurs de tension et le calendrier de mise en œuvre, l'*exploitant de réseau de transport* doit remettre au *propriétaire d'installation de production* la documentation qui définit les changements de prises requis, les délais pour faire ces changements et la justification technique de ces changements. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- M6.** L'*exploitant de réseau de transport* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a fourni la documentation au *propriétaire d'installation de production* lorsqu'il faut effectuer un changement de prises sur le transformateur élévateur d'un groupe de production, conformément à l'exigence, et qu'il a consulté au préalable le *propriétaire d'installation de production*.

## C. Conformité

### 1. Processus de surveillance de la conformité

#### 1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable de la surveillance de la l'application des normes* » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de l'application des normes de fiabilité de la NERC.



### 1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité visée est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *responsable de la surveillance de l'application des normes* peut demander à l'entité visée de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'*exploitant du réseau de transport* doit conserver les pièces justificatives exigées aux mesures M1 à M6 pendant douze mois. Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données de vérification pendant trois ans.

### 1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

L'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité à la norme de fiabilité.

### 1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Élevé	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne définit pas de programme de tension du réseau (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance).
E2	Exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation	Élevé	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne programme pas des ressources de réactif suffisantes pour prévenir le dépassement d'une limite SOL.	L'exploitant de réseau de transport ne programme pas des ressources réactif suffisantes pour prévenir le dépassement d'une limite IROL.

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Exploitation en temps réel, exploitation du jour même et planification de l'exploitation	Élevé	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport n'exploite pas ou ne dirige pas l'exploitation en temps réel des dispositifs permettant de prévenir le dépassement d'une limite SOL.	L'exploitant de réseau de transport n'exploite pas ou ne dirige pas l'exploitation en temps réel des dispositifs permettant de prévenir le dépassement d'une limite IROL.
E4	Planification de l'exploitation	Faible	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport a des critères d'exemption et a notifié l'exploitant d'installation de production, mais l'exploitant de réseau de transport n'a pas de pièces justificatives de la notification de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas des critères d'exemption.

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation	Moyen	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas les critères qui ont servi à définir les programmes de tension ou de puissance réactive (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) dans les 30 jours après en avoir reçu la demande.	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas les programmes de tension ou de puissance réactive (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) à tous les exploitants d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas les programmes de tension ou de puissance réactive (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance) à aucun des exploitants d'installation de production. ou L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas à l'exploitant d'installation de production des exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de puissance réactive (soit une plage ou une valeur cible avec une plage de tolérance).

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Planification de l'exploitation	Faible	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas l'un ou l'autre de la justification technique ou du délai accordé pour le changement des réglages de prise des transformateurs élévateurs de groupe de production.	Sans objet	Sans objet	L'exploitant de réseau de transport ne fournit pas la justification technique ni le délai accordé pour le changement des réglages de prise des transformateurs élévateurs de groupe de production.

### D. Différences régionales

Les différences suivantes s'appliquent à l'ensemble du Western Electricity Coordinating Council (WECC) et remplacent dans leur intégralité les exigences E4 et E5. Plus précisément, l'exigence E4 est supprimée et l'exigence E5 est remplacée par les exigences suivantes.

#### Exigences

- E.A.13** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit transmettre aux *exploitants d'installation de production*, pour chacune de leurs ressources de production en service et faisant partie du *système de production-transport d'électricité* dans la *zone de l'exploitant de réseau de transport*, un des types de programme de tension suivants : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- un point de consigne de tension, avec une plage de tolérance de tension, pour une période précise ;
  - une valeur initiale en voltampère de puissance réactive ou de facteur de puissance de sortie, avec une plage de tolérance de tension, pour une période précise, qui sert à l'*exploitant d'installation de production* pour établir une consigne de tension au jeu de barres du groupe de production ;
  - une plage de tension pour une période précise.
- E.A.14** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production*, pour chaque ressource de production de sa zone, un des points de référence suivants pour le programme de tension : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- les bornes du groupe de production ;
  - le côté haute tension du transformateur élévateur du groupe de production ;
  - le point de raccordement ;
  - un point établi d'un commun accord entre l'*exploitant de réseau de transport* et l'*exploitant d'installation de production*.
- E.A.15** Chaque *exploitant d'installation de production* doit convertir chaque programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour le système d'excitation du groupe de production. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification de l'exploitation et exploitation du jour même*]
- E.A.16** Chaque *exploitant d'installation de production* doit fournir à l'*exploitant de réseau de transport*, dans les 30 jours civils suivant une demande de celui-ci, sa méthodologie de conversion de la consigne de tension entre le point indiqué à l'exigence E.A.14 et les bornes du groupe de production. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]

- E.A.17** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir à l'*exploitant d'installation de production*, dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de celui-ci, des données sur son équipement de transport et des données d'exploitation aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification de l'exploitation*]
- E.A.18** Chaque *exploitant d'installation de production* doit respecter les prescriptions suivantes relatives aux boucles de régulation s'il utilise des boucles de régulation à l'extérieur des régulateurs de tension automatique (AVR) pour gérer la charge en Mvar : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps réel*]
- E.A.18.1** La conception de chaque boucle de régulation doit intégrer la réponse asservie à la tension de l'AVR aux écarts de tension pendant les *perturbations du réseau*.
- E.A.18.2** Chaque boucle de régulation ne doit être utilisée qu'avec le consentement mutuel de l'*exploitant d'installation de production* et de l'*exploitant de réseau de transport* concerné par la boucle de régulation.

### Mesures<sup>1</sup>

- M.E.A.13.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a fourni les programmes de tension à l'*exploitant d'installation de production*. Sont admissibles à titre de pièce justificative : chiffriers, rapports, enregistrements vocaux ou autre documentation datés précisant le programme de tension, notamment les valeurs de consigne, les plages de tolérance et les périodes prescrites à l'exigence E.A.13.
- M.E.A.14.** L'*exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a fourni à l'*exploitant d'installation de production* concerné, pour chaque ressource de production de sa zone d'*exploitant de réseau de transport*, un des points de référence de programme de tension prescrit à l'exigence E.A.14. Sont admissibles à titre de pièces justificatives : lettres, courriels ou autre documentation datés faisant état de la notification à l'*exploitant d'installation de production* du point de référence de programme de tension pour chaque ressource de production.
- M.E.A.15.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a converti un programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR. Sont admissibles à titre de pièce justificative : chiffriers, journaux, rapports ou autre documentation datés.

---

1. La numérotation des mesures correspond à celle des exigences ; ainsi, M.E.A.13 désigne la mesure qui s'applique à l'exigence E.A.13.

- M.E.A.16.** *L'exploitant d'installation de production* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant que dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de son *exploitant de réseau de transport*, il a fourni sa méthodologie de conversion de la consigne de tension entre le point indiqué à l'exigence E.A.14 et les bornes du groupe de production. Sont admissibles à titre de pièce justificative : rapports, chiffriers ou autre documentation datés.
- M.E.A.17.** *L'exploitant de réseau de transport* doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant que, dans les 30 jours civils suivant une demande de la part de son *exploitant d'installation de production*, il a fourni des données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension. Sont admissibles à titre de pièce justificative : rapports, chiffriers ou autre documentation datés.
- M.E.A.18.** Si *l'exploitant d'installation de production* utilise des boucles de régulation extérieures pour gérer la charge en Mvar, il doit posséder et fournir sur demande une pièce justificative attestant qu'il a respecté les prescriptions E.A.18.1 et E.A.18.2 relatives aux boucles de régulation. Sont admissibles à titre de pièce justificative : spécifications de conception indiquant les boucles de régulation établies d'un commun accord, rapports de réseau ou autre documentation datés.



Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<b>E.A.13</b>	Pour la période précisée, <i>l'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour au moins une ressource de production, mais au plus 5 % des ressources de production qui sont en service et font partie du <i>BES</i> dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	Pour la période précisée, <i>l'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour des ressources de production à plus de 5 %, mais au plus 10 % des ressources de production qui sont en service et font partie du <i>BES</i> dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	Pour la période précisée, <i>l'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour des ressources de production à plus de 10 %, mais au plus 15 % des ressources de production qui sont en service et font partie du <i>BES</i> dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	Pour la période précisée, <i>l'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis un des programmes de tension indiqués à l'exigence E.A.13 pour des ressources de production à plus de 15 % des ressources de production qui sont en service et font partie du <i>BES</i> dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .
<b>E.A.14</b>	<i>L'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas fourni un point de référence de programme de tension pour au moins une ressource de production, mais au plus 5 %, des ressources de production dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	<i>L'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas fourni un point de référence de programme de tension pour plus de 5 %, mais au plus 10 %, des ressources de production dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	<i>L'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas fourni un point de référence de programme de tension pour plus de 10 %, mais au plus 15 %, des ressources de production dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .	<i>L'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas précisé un point de référence de programme de tension pour plus de 15 % des ressources de production dans la zone de <i>l'exploitant de réseau de transport</i> .

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<b>E.A.15</b>	L'exploitant d'installation de production n'a pas converti au moins un programme de tension prescrit à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR, et ce, pour moins de 25 % des programmes de tension.	L'exploitant d'installation de production n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR, et ce, pour 25 % ou plus, mais moins de 50 %, des programmes de tension.	L'exploitant d'installation de production n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR, et ce, pour 50 % ou plus, mais moins de 75 %, des programmes de tension.	L'exploitant d'installation de production n'a pas converti des programmes de tension prescrits à l'exigence E.A.13 en consigne de tension pour l'AVR, et ce, pour 75 % ou plus des programmes de tension.
<b>E.A.16</b>	L'exploitant d'installation de production a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 30 jours, mais d'au plus 60 jours, suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.	L'exploitant d'installation de production a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 60 jours, mais d'au plus 90 jours, suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.	L'exploitant d'installation de production a fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai supérieur à 90 jours, mais d'au plus 120 jours, suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.	L'exploitant d'installation de production n'a pas fourni sa méthodologie de conversion de consigne de tension dans un délai de 120 jours suivant une demande de l'exploitant de réseau de transport.

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<b>E.A.17</b>	L'exploitant de réseau de transport a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 30 jours, mais d'au plus 60 jours, suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 60 jours, mais d'au plus 90 jours, suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport a fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai supérieur à 90 jours, mais d'au plus 120 jours, suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas fourni ses données aux fins de l'élaboration de la méthodologie de conversion de la consigne de tension dans un délai de 120 jours suivant une demande de l'exploitant d'installation de production.
<b>E.A.18</b>	S. O.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation de l'alinéa E.A.18.2 lorsque l'exploitant d'installation de production utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation de l'alinéa E.A.18.1 lorsque l'exploitant d'installation de production utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté les prescriptions relatives aux boucles de régulation des alinéas E.A.18.1 et E.A.18.2 lorsque l'exploitant d'installation de production utilise des boucles de régulation à l'extérieur des AVR pour gérer la charge en Mvar.

**E. Interprétations**

Aucune

**F. Documents connexes**

Aucun

### Principes directeurs et fondements techniques

Le fondement technique de chacune des exigences est exposé à la rubrique « justification » correspondante.

#### Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

#### Justification de l'exigence E1

Le paragraphe 1868 de l'Ordonnance 693 demande à la NERC d'ajouter « des exigences plus détaillées et plus explicites relativement aux “limites établies” et aux “ressources de puissance réactive suffisantes”, et de spécifier des marges acceptables (de tension ou de puissance réactive) ». Depuis la publication de l'Ordonnance 693, plusieurs normes FAC et TOP sont entrées en vigueur et ont eu pour effet de mieux encadrer les limites de tension. Plus précisément, les normes FAC-011 et FAC-014 exigent l'établissement de *limites d'exploitation du réseau* (limites SOL) et de marges de fiabilité. La définition des limites SOL dans le glossaire de la NERC englobe 1) les *caractéristiques assignées de stabilité* en tension (limites de stabilité applicables avant et après une *contingence*) et 2) les limites de tension du réseau (limites de tension applicable avant et après une *contingence*). Par conséquent, pour des raisons de fiabilité, il est maintenant stipulé à l'exigence E1 que l'*exploitant de réseau de transport* (TOP) doit établir des programmes de tension ou de puissance réactive spécifiant une plage de tolérance. En outre, étant donné les fortes influences réciproques possibles entre zones voisines, chaque TOP doit aussi remettre une copie de ces programmes à son *coordonnateur de la fiabilité* (RC) et aux TOP adjacents sur demande.

#### Justification de l'exigence E2

Le paragraphe 1875 de l'Ordonnance 693 demande à la NERC d'inclure des exigences qui obligeront à procéder périodiquement à des analyses de stabilité de tension, avec des techniques en ligne si l'on peut s'en procurer dans le commerce ou, à défaut, avec des outils hors ligne lorsque les outils en ligne ne sont pas disponibles. La présente norme n'exige pas expressément des analyses périodiques de stabilité de tension, car la réalisation de telles analyses sera plutôt prescrite par la méthode de détermination des *limites SOL* élaborée dans le cadre des normes FAC. Les normes TOP stipulent par ailleurs que le TOP doit respecter les limites SOL ainsi que les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*. L'équipe de rédaction des normes VAR et les participants de l'industrie ont aussi convenu que les meilleurs modèles et outils sont ceux qui ont fait leurs preuves, et que la norme ne devrait pas obliger une entité responsable à acheter de nouveaux outils de simulation en ligne. C'est pourquoi l'équipe de rédaction des normes VAR a simplifié les exigences visant à ce que des ressources de puissance réactive suffisantes soient en ligne ou programmées. La mention du recours à une charge modulable vise à répondre au paragraphe 1879 de l'Ordonnance 693.

### Justification de l'exigence E3

Comme pour l'exigence E2, l'équipe de rédaction des normes VAR a établi que pour des raisons de fiabilité, le TOP doit veiller à assurer un soutien suffisant de la tension en *temps réel* afin de respecter les limites SOL.

### Justification de l'exigence E4

L'équipe de rédaction des normes VAR a reçu des commentaires abondants sur des cas où une certaine latitude serait souhaitable pour permettre à un TOP de définir des exemptions applicables aux groupes de production, d'après les besoins spécifiques à sa propre zone. L'objectif de cette exigence est d'accorder au TOP la capacité d'exempter, en s'appuyant sur ses propres critères, un *exploitant d'installation de production* (GOP) : 1) d'un programme de tension ou de puissance réactive, 2) d'un réglage d'AVR, ou 3) des notifications prescrites à la norme VAR-002. Les commentaires reçus de l'industrie décrivent de nombreux événements du réseau qui justifieraient ces types d'exemption, par exemple : 1) la maintenance pendant les mois de basse saison, 2) des scénarios où deux groupes de production sont situés très près l'un de l'autre et où les deux ne peuvent pas être simultanément en mode de réglage de tension, et 3) de grandes fluctuations de tension du réseau pendant lesquelles la fiabilité serait compromise si tous les GOP devaient signaler les déviations en même temps à leurs TOP respectifs. En outre, par souci d'améliorer l'exigence, on a retiré de la norme actuellement en vigueur les sous-exigences concernant une liste de groupes de production exemptés, car la question de la fréquence de mise à jour de cette liste entraînait d'autres problèmes de conformité.

### Justification de l'exigence E5

La nouvelle exigence vise à rendre plus transparents les critères utilisés par le TOP pour établir le programme de tension. Cette exigence offre aussi au TOP la possibilité de choisir un niveau de détail approprié lorsqu'il établit les exigences de notification en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de puissance réactive. En outre, cette exigence offre une plus grande clarté quant à la « plage de tolérance » spécifiée dans le programme de tension et quant à la zone d'insensibilité de la commande du système d'excitation du groupe de production.

La tolérance du programme de tension (associée à la tension cible de celui-ci) doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l'installation de l'*exploitant d'installation de production* en exploitation normale, et être basée sur l'évaluation par le TOP des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la zone d'insensibilité programmée dans la commande du régulateur automatique de tension de l'*exploitant d'installation de production*, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l'une ou l'autre des limites de la bande de réglage du programme de tension ne soit atteinte.

### Justification de l'exigence E6

Bien que les réglages de prise soient initialement établis avant le raccordement du groupe au réseau, cette exigence ne peut pas être supprimée puisqu'aucune autre norme n'encadre les

## **Directives d'application**

---

changements de réglage de prise. Un réglage de prise incorrect risque d'influer sur la puissance réactive produite par le groupe.

### Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 <sup>er</sup> avril 2005	Entrée en vigueur	Nouvelle norme
1	2 août 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Révision
1	18 juin 2007	Approbation par la FERC de la version 1 de la norme	Révision
1	3 juillet 2007	Ajout de « <i>propriétaires d'installation de production</i> » et d'« <i>exploitants d'installation de production</i> » à la section Applicabilité	Erratum
1	23 août 2007	Suppression de « <i>propriétaires d'installation de production</i> » et d'« <i>exploitants d'installation de production</i> » à la section Applicabilité	Erratum
2	5 août 2010	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC ; modification pour répondre aux paragraphes 1858 et 1879 de l'Ordonnance 693.	Révision
2	10 janvier 2011	Ordonnance de la FERC approuvant l'inclusion des <i>responsables de l'approvisionnement</i> et de la <i>charge modulable</i> dans la norme.	Révision
3	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC ; ajout d'une différence régionale pour le WECC	Révision
3	20 juin 2013	Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-001-3	Révision
3	21 novembre 2013	Approbation par la FERC du retrait de l'exigence E5 et des éléments connexes dans le cadre du projet Paragraphe 81 (Projet 2013-02)	Révision
4	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
4	1 <sup>er</sup> août 2014	Ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-001-4	
4.1	25 août 2015	Ajout de « ou » à l'exigence E5 l'alinéa 5.3 : programmes de tension ou de <i>puissance réactive</i>	Erratum
4.1	13 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant l'erratum à la norme VAR-001-4.1. Dossier RD15-6-000.	Erratum



## Directives d'application

---

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4.2	14 juin 2017	Projet 2016-EPR-02 : recommandations d'errata	Erratum
4.2	10 août 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
4.2	26 septembre 2017	Ordonnance de la FERC approuvant la version VAR-001-4.2 (dossier RD17-7-000)	



Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

## A. Introduction

1. **Titre :** Réglage de la tension et de la puissance réactive
2. **Numéro :** VAR-001-4.2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

### Fonctions

Aucune disposition particulière.

### Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. **Date d'entrée en vigueur au Québec :**
  - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 22 février 2018
  - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 22 février 2018
  - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1<sup>er</sup> avril 2018

## B. Exigences et mesures

### Disposition particulière applicable à l'exigence E6 :

*L'exploitant de réseau de transport n'est pas tenu de remettre au propriétaire d'installation de production la documentation qui définit les changements de prises requis, fixe les délais pour faire ces changements et la justification technique de ces changements puisque l'exploitant de réseau de transport donnera des consignes en fonction de la tension à maintenir sur le réseau de transport.*

## C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
  - 1.1. **Responsable des mesures pour assurer la conformité**

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.
  - 1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

**1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité**

Aucune disposition particulière

**1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

**Tableau des éléments de conformité**

Aucune disposition particulière

**D. Différences régionales**

Aucune disposition particulière

**E. Interprétations**

Aucune disposition particulière

**F. Documents connexes**

Aucune disposition particulière

**Principes directeurs et fondements techniques**

Aucune disposition particulière

**Historique des révisions**

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	22 février 2018	Nouvelle annexe	Nouvelle