

**Suivi des modifications de normes de fiabilité
(versions française et versions anglaise)**

A. Introduction

1. **Titre :** Performance du Norme de contrôle en régime perturbé – Réserve pour contingence en vue du rétablissement après une contingence d'équilibrage
2. **Numéro :** BAL--002-1-3
3. **Objet :** L'objet de la norme de contrôle en régime perturbé (DCS) est de Faire en sorte que le responsable de l'équilibrage soit en mesure d'utiliser sa réserve pour contingence afin d'équilibrer ou le groupe de partage des réserves assure l'équilibre entre les ressources et la demande, et ramène son écart de réglage de rétablir la fréquence de l'Interconnexion à l'intérieur de la zone aux valeurs prescrites (sous réserve des limites définies suivant une perturbation applicables) après une contingence d'équilibrage à déclarer. Comme les défaillances des groupes de production sont bien plus courantes que les pertes importantes de charge, et comme la mobilisation des réserves pour contingence ne s'applique généralement pas aux pertes de charge, la DCS ne s'applique qu'à la perte d'alimentation, et non à la perte de charge.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. Responsables Entité responsable
 - 4.1.1 Responsable de l'équilibrage
 - 4.1.1.1 Groupes de partage des réserves (les responsables Un responsable de l'équilibrage peuvent satisfaire aux exigences de la norme BAL-002 en participant à un qui fait partie d'un groupe de partage des réserves.) est l'entité responsable seulement pendant les périodes où il n'est pas en état actif selon l'entente pertinente ou les règles qui régissent le groupe de partage des réserves.
 - 4.2. Organisations régionales de fiabilité
 5. Date d'entrée en vigueur proposée : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après l'approbation réglementaire applicable; ou, dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après l'adoption par le Conseil d'administration.
5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre de la norme BAL-002-3.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque L'entité responsable de l'équilibrage touchée par une contingence d'équilibrage à déclarer doit disposer et/ :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
 - 1.1. au cours de la période de rétablissement après contingence, démontrer le rétablissement en ramenant son ACE déclaré à au moins la valeur suivante :
 - zéro (si la valeur de l'ACE avant déclaration de la contingence était positive ou être exploitant d'une nulle) ; toutefois, si une contingence d'équilibrage survient pendant la période de rétablissement après contingence, l'exigence de rétablissement est réduite : i) au début de la nouvelle contingence d'équilibrage et ii) de la valeur de celle-ci ;

ou

- la valeur de l'ACE avant déclaration de la contingence (si cette valeur était négative) ; toutefois, si une contingence d'équilibrage survient pendant la période de rétablissement après contingence, l'exigence de rétablissement est réduite : i) au début de la nouvelle contingence d'équilibrage et ii) de la valeur de celle-ci ;

1.2. documenter toutes les contingences d'équilibrage à déclarer au moyen du formulaire CR Form 1 ;

1.3. déployer la réserve pour contingence pour faire face aux perturbations. La, compte tenu des contraintes du réseau, afin de répondre à toutes les contingences d'équilibrage à déclarer ; cependant, la conformité à l'alinéa 1.1 n'est pas exigée dans les cas suivants :

1.3.1. si l'entité responsable est i) un responsable de l'équilibrage qui, ou ii) un groupe de partage des réserves dont au moins un des membres :

- fait face à une alerte de défaillance en énergie lancée par le coordonnateur de la fiabilité ; et
- utilise sa réserve pour contingence peut être fournie à partir de ressources de production, de charges contrôlables ou d'ajustements coordonnés des programmes d'échange pour remédier à une situation d'urgence en exploitation conformément à son plan d'exploitation d'urgence ; et

1.1. — Un responsable de l'équilibrage peut décider de s'acquitter de ses obligations à l'égard de la réserve pour contingence en participant comme membre d'un groupe de partage des réserves. Dans ce cas, le groupe de partage des réserves aura les mêmes responsabilités et obligations que chaque responsable de l'équilibrage à l'égard de la surveillance et du respect des exigences de la norme BAL-002.

R2. — Chaque organisation régionale de fiabilité, organisation sous-régionale de fiabilité ou groupe de partage des réserves doit spécifier ses politiques en matière de réserve pour contingence, comprenant :

2.1. — l'exigence de réserve minimale pour le groupe;

2.2. — sa répartition parmi les membres;

2.3. — la combinaison permise de réserve d'exploitation synchronisée et de réserve d'exploitation supplémentaire pouvant être incluse dans la réserve pour contingence;

2.4. — la procédure pour mettre en application la réserve pour contingence;

2.5. — les limitations, s'il y en a, de la quantité de charge interruptible qui peut être incluse;

- la même portion de capacité d'une ressource (p. ex., les réserves provenant d'installations de production en copropriété) ne doit pas être comptée plus d'une fois comme épuisé sa réserve pour contingence au point où celle-ci ne suffit plus à répondre à sa contingence simple la plus grave ; et
- a, dans ses communications avec son coordonnateur de la fiabilité conformément aux procédures d'alerte de défaillance en énergie, i) signalé au coordonnateur de la fiabilité les conditions décrites aux deux puces précédentes qui l'empêchent de se conformer à l'alinéa 1.1 de

l'exigence E1, et ii) présenté au *coordonnateur de la fiabilité* un plan de rétablissement de l'ACE, en précisant le délai de rétablissement visé.

ou

1.3.2. si l'entité responsable fait face :

- à plusieurs contingences entraînant une perte de capacité (en MW) combinée supérieure à sa contingence simple la plus grave et qui répondent à la définition de contingence d'équilibrage simple ; ou
- à plusieurs contingences d'équilibrage, survenant pendant un intervalle de temps égal à la somme des durées spécifiées pour la période de rétablissement après contingence et la période de rétablissement de la réserve pour contingence, dont l'ampleur combinée dépasse la contingence simple la plus grave de l'entité responsable.

M1. Chaque entité responsable doit conserver et fournir sur demande, à titre de pièce justificative, un formulaire CR Form 1 avec horodatage des événements afin d'attester la conformité à l'exigence E1. Si l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 s'applique, des documents datés attestant la conformité avec cet alinéa doivent aussi être fournis.

E2. Chaque entité responsable doit élaborer, revoir et mettre à jour annuellement et mettre en œuvre un processus d'exploitation dans le cadre de son plan d'exploitation afin de déterminer sa contingence simple la plus grave et de se pourvoir d'une réserve pour contingence au moins égale à celle-ci afin de maintenir la fiabilité du réseau.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]

M2. Chaque entité responsable doit détenir la documentation suivante afin d'attester la conformité à l'exigence E2 :

- un processus d'exploitation daté ;
- des pièces justificatives attestant que ce processus d'exploitation a été revu et mis à jour annuellement ; et
- des pièces justificatives, comme des plans d'exploitation ou d'autres documents d'exploitation, attestant que l'entité détermine sa contingence simple la plus grave et qu'elle se pourvoit d'une réserve pour contingence au moins égale à celle-ci.

E3. Chaque entité responsable, à la suite d'une contingence d'équilibrage à déclarer, doit reconstituer sa réserve pour contingence au moins jusqu'au niveau de sa contingence simple la plus grave avant la fin de la période de rétablissement de la réserve pour contingence ; toutefois, toute contingence d'équilibrage survenant avant la fin de la période de rétablissement de la réserve pour contingence ramène le décompte du temps au début de la période de rétablissement après contingence.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

2.6. Chaque entité responsable doit disposer de documents (données historiques, relevés informatiques, registres d'exploitation, etc.) attestant que sa réserve pour contingence par plusieurs responsables de l'équilibrage.

R3. Chaque responsable de l'équilibrage ou chaque groupe de partage des réserves doit mobiliser suffisamment de réserve pour contingence pour se conformer à la DCS.

- 3.1.** — Au minimum, le responsable de l'équilibrage ou le groupe de partage des réserves doit disposer d'une réserve pour contingence suffisante afin de se prémunir contre la contingence simple la plus grave. Tous les responsables de l'équilibrage et groupes de partage des réserves doivent passer en revue, au moins une fois par an, leurs contingences probables pour déterminer leurs contingences simples éventuelles les plus graves.
- R4.** — Un responsable de l'équilibrage ou un groupe de partage des réserves doit respecter le critère de rétablissement après perturbation à l'intérieur du délai de rétablissement après perturbation pour la totalité des perturbations à déclarer. Le critère de rétablissement après perturbation est :
- 4.1.** — Un responsable de l'équilibrage doit remettre son écart de réglage de la zone (ACE) à zéro si, juste avant la perturbation à déclarer, l'ACE était positif ou égal à zéro. Dans le cas où l'ACE était négatif juste avant la perturbation, le responsable de l'équilibrage doit ramener l'ACE à sa valeur qu'il avait avant la perturbation.
- 4.2.** — Par défaut, le délai de rétablissement après perturbation est de 15 minutes après le début d'une perturbation à déclarer.
- R5.** — Chaque groupe de partage des réserves doit se conformer à la DCS. Un groupe de partage des réserves doit être considéré en situation de perturbation à déclarer chaque fois qu'un membre du groupe a subi une perturbation à déclarer et demande la mobilisation des réserves pour contingence auprès d'un ou plusieurs autres membres du groupe. (Si un membre du groupe a subi une perturbation à déclarer, mais ne demande pas la mobilisation de la réserve auprès des autres membres du groupe de partage des réserves, ce membre doit alors faire rapport individuellement en tant que responsable de l'équilibrage.) La conformité peut être démontrée par l'une ou l'autre des deux méthodes suivantes :
- 5.1.** — Le groupe de partage des réserves examine l'ACE du groupe (ou son équivalent) et démontre la conformité à la DCS. Pour être conforme, l'ACE du groupe (ou son équivalent) doit satisfaire au critère de rétablissement après perturbation après la mise en œuvre complète du(des) changement(s) de programme lié(s) au partage des réserves, et, ce, à l'intérieur du délai de rétablissement après perturbation.
- ou
- 5.2.** — Le groupe de partage des réserves examine l'ACE de chaque membre en réponse à la mobilisation des réserves. Pour être conforme, l'ACE d'un membre (ou son équivalent) doit satisfaire au critère de rétablissement après perturbation après la mise en œuvre complète du(des) changement(s) de programme lié(s) au partage des réserves, et, ce, à l'intérieur du délai de rétablissement après perturbation.
- R6.** — Un responsable de l'équilibrage ou un groupe de partage des réserves doit rétablir complètement ses réserves pour contingence à l'intérieur du délai de rétablissement des réserves pour contingence de son Interconnexion.
- 6.1.** — La période de rétablissement des réserves pour contingence commence à la fin du délai de rétablissement après perturbation.
- 6.2.** — Par défaut, le délai de rétablissement des réserves pour contingence est de 90 minutes.

G. Mesures

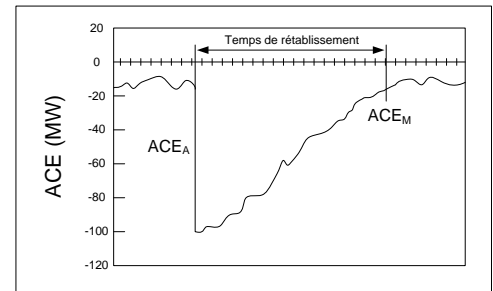
M1. Un responsable de l'équilibrage ou un groupe de partage des réserves doit calculer et déclarer sa conformité à la norme de contrôle en régime perturbé pour toutes les perturbations égales ou supérieures à 80 % de l'amplitude de la perte résultant de la contingence simple la plus grave du responsable de l'équilibrage ou du groupe de partage des réserves. Les régions peuvent, à leur discrétion, exiger un seuil de déclaration plus bas. La norme de contrôle en régime perturbé est mesurée en pourcentage du rétablissement (R_i).

Pour la perte de production:-

Si $ACE_A < 0$

Alors

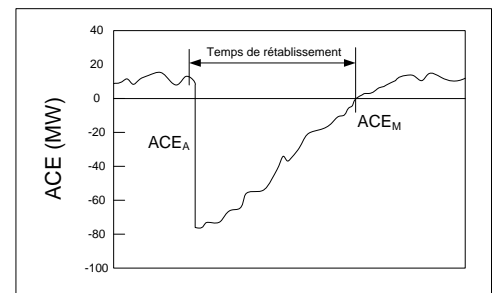
$$R_i = \frac{MW_{perte} - \max(0, ACE_A - ACE_M)}{MW_{perte}} * 100\%$$



Si $ACE_A \geq 0$

Alors

$$R_i = \frac{MW_{perte} - \max(0, -ACE_M)}{MW_{perte}} * 100\%$$

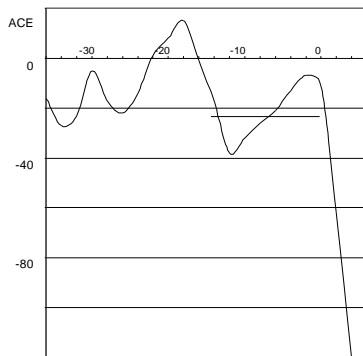


Où: _____

- MW_{perte} correspond à l'ampleur de la perturbation en MW, mesurée au début de la perte;
- ACE_A correspond à l'ACE avant la perturbation;
- ACE_M est la valeur algébrique maximale de l'ACE, mesurée dans les quinze minutes suivant la perturbation. Un responsable de l'équilibrage ou un groupe de partage des réserves peut, à sa discrétion, établir que $ACE_M = ACE_{15\text{-min}}$ et

Le responsable de l'équilibrage ou le groupe de partage des réserves doit consigner la valeur MW_{perte} mesurée à l'endroit de la perte si faire se peut. La valeur ne devrait pas être mesurée par un changement dans l'ACE, car la réponse du régulateur de vitesse et la réponse de l'AGC peuvent introduire une erreur.

Le responsable de l'équilibrage ou le groupe de partage des réserves doit établir la valeur de ACE_A à partir de l'ACE moyen obtenu au cours de la période précédant le début de la perturbation (intervalle compris entre 10 et 60 secondes été rétablie avant et comprenant au moins 4 balayages de l'ACE). Dans le graphique ci-après, la ligne horizontale représente l'ACE moyen calculé sur une période de 15 secondes avant le début de la perturbation, avec un résultat d' ACE_A égal à -25 MW



M2-M3. Le pourcentage moyen à la fin de la période de rétablissement est la moyenne arithmétique de tous les R_i calculés pour les perturbations à déclarer survenues au cours d'un trimestre donné. Le pourcentage moyen de rétablissement pour les perturbations qui peuvent être exclues est calculé de façon similaire de la réserve pour contingence.

D.C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

La conformité à la DCS doit être mesurée sous forme de pourcentage, selon les mesures ci-dessus.

Chaque responsable de l'équilibrage ou chaque groupe de partage des réserves doit soumettre une copie du formulaire DCS, « NERC Control Performance Standard Survey – All Interconnections » dûment rempli à son contact au « sous-comité d'enquête des ressources », au plus tard le 10e jour suivant la fin du trimestre civil (c. à d. le 10 avril, le 10 juillet, le 10 octobre et le 10 janvier). L'entité régionale doit soumettre à la NERC un document synthèse rendant compte de la conformité à la DCS au plus tard le 20e jour du mois suivant la fin du trimestre.

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

Entité régionale

1.2. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

La conformité à la DCS sera évaluée pour chaque période de référence. Le délai de retour est d'un trimestre civil sans violation.

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « responsable des mesures pour assurer la conformité » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité obligatoires et exécutoires.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité 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 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 l'audit le plus récent.

L'entité responsable doit conserver des données ou des pièces justificatives pour l'année en cours, plus trois années civiles précédentes, à moins que son CEA lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps aux fins d'une enquête.

Si une entité responsable est jugée non conforme à une exigence, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'elle soit de nouveau jugée conforme ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA 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 des normes

1.3.— Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et de mise en application d'évaluation des normes

Audits de conformité

Déclarations sur » désigne la conformité

Audits ponctuels

Enquêtes sur les non-conformités

Déclarations volontaires

Plaintes

1.4. Conservation liste des données

processus qui serviront à évaluer les données à l'appui du calcul de la DCS doivent être conservées sous forme électronique durant au moins un an. Si les données sur la DCS pour un groupe de partage des réserves et un responsable de l'équilibrage font l'objet d'un examen en réponse à une question qui a été soulevée à propos ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de ces données, celles-ci doivent être conservées au delà de la période de conservation normale, jusqu'à ce que la question ait été officiellement résolue fiabilité.

1.5.1.4. Autres informations sur la conformité

Perturbations à déclarer — Les *perturbations à déclarer* sont des *contingences* qui sont égales ou supérieures à 80 % de la *contingence simple la plus grave*. Une *organisation régionale de fiabilité*, une *organisation sous-régionale de fiabilité* ou un *groupe de partage des réserves* peut, de façon volontaire, abaisser le seuil au-dessous de 80 %, pourvu que les caractéristiques d'exploitation normale ne soient pas considérées ou faussement représentées comme des *contingences*. Les caractéristiques d'exploitation normale sont exclues parce que la DCS ne mesure que le rétablissement consécutif à des pertes soudaines et imprévues du côté des ressources de production.

Contingences simultanées — Des *contingences* multiples se produisant à moins d'une minute d'intervalle doivent être traitées comme une *contingence simple*. Si l'ampleur combinée de ces *contingences* multiples dépasse la *contingence simple la plus grave*, la perte doit être déclarée, mais exclue de l'évaluation de conformité.

Contingences multiples au cours de la période de perturbation à déclarer — Les *contingences* additionnelles survenant après un délai d'une minute du début d'une *perturbation à déclarer*, mais avant la fin du délai de rétablissement après *perturbation*, peuvent être exclues de l'évaluation. Le *responsable de l'équilibrage* ou le *groupe de partage des réserves* doit déterminer la conformité à la DCS pour la *perturbation à déclarer* initiale en procédant à une estimation raisonnable de la réponse qui aurait été observée si la deuxième *contingence* et les suivantes ne s'étaient pas produites.

Contingences multiples au cours du délai de rétablissement des réserves pour contingence — Les *perturbations à déclarer* additionnelles survenant après la fin du délai de rétablissement après *perturbation*, mais avant la fin du délai rétablissement des *réserves pour contingence*, doivent être déclarées et incluses dans l'évaluation de la conformité. Cependant, le *responsable de l'équilibrage* ou le *groupe de partage des réserves* peut demander une dérogation auprès du sous-comité des ressources si les *réserves pour contingence* ont été rendues inadéquates par des *contingences* antérieures et qu'il peut démontrer de ses efforts faits de bonne foi pour remplacer les *réserves pour contingence*.

2. — Niveaux de non-conformité

Chaque *responsable de l'équilibrage* ou chaque *groupe de partage des réserves* qui ne se conforme pas à la DCS au cours d'un trimestre civil donné doit accroître son obligation à l'égard de la *réserve pour contingence* pour le trimestre civil (décalé d'un mois) suivant l'évaluation par la NERC ou le *responsable de la surveillance de la conformité* (p. ex. pour le premier trimestre civil de l'année, la pénalité s'appliquera aux mois de mai, juin et juillet). La hausse sera directement proportionnelle à la non-conformité à la DCS au cours du trimestre précédent. Cette correction n'est pas reportée d'un trimestre à l'autre, et constitue un pourcentage supplémentaire de réserve nécessaire au-delà de la *contingence* simple la plus grave. Un *groupe de partage des réserves* peut choisir une méthode de répartition pour augmenter sa *réserve pour contingence*, pourvu que cette augmentation soit entièrement répartie.

Un représentant de chaque *responsable de l'équilibrage* ou chaque *groupe de partage des réserves* qui n'a pas été conforme au cours du trimestre civil le plus récemment complété doit fournir des documents écrits qui confirment que le *responsable de l'équilibrage* ou le *groupe de partage des réserves* appliquera la correction appropriée en matière de performance DCS à compter du premier jour du mois suivant, et qu'il continuera de l'appliquer pendant trois mois. Ces documents écrits doivent accompagner le rapport trimestriel sur la *norme de contrôle de la fréquence en régime perturbé* lorsqu'un *responsable de l'équilibrage* ou un *groupe de partage des réserves* est non conforme.

3. — Niveaux de gravité de la non-conformité (aucun changement)

L'entité responsable peut utiliser sa *réserve pour contingence* pour toute *contingence d'équilibrage* et selon les exigences de toute autre norme pertinente.

Tableau des éléments de conformité

Cat.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	<p><u>L’entité responsable, lors d’une contingence d’équilibrage à déclarer, a réalisé moins de 100 % mais au moins 90 % du rétablissement prescrit avant la fin de la période de rétablissement après contingence.</u></p> <p><u>OU</u></p> <p><u>L’entité responsable n’a pas documenté au moyen du formulaire CR Form 1 une contingence d’équilibrage à déclarer.</u></p>	<p><u>L’entité responsable, lors d’une contingence d’équilibrage à déclarer, a réalisé moins de 90 % mais au moins 80 % du rétablissement prescrit avant la fin de la période de rétablissement après contingence.</u></p>	<p><u>L’entité responsable, lors d’une contingence d’équilibrage à déclarer, a réalisé moins de 80 % mais au moins 70 % du rétablissement prescrit avant la fin de la période de rétablissement après contingence.</u></p>	<p><u>L’entité responsable, lors d’une contingence d’équilibrage à déclarer, a réalisé moins de 70 % du rétablissement prescrit avant la fin de la période de rétablissement après contingence.</u></p>
E2	<p><u>L’entité responsable a élaboré et mis en œuvre un processus d’exploitation afin de déterminer sa contingence simple la plus grave et de se pourvoir d’une réserve pour contingence au moins égale à celle-ci, mais n’a pas mis à jour annuellement son processus d’exploitation.</u></p>	S. O.	<p><u>L’entité responsable a élaboré un processus d’exploitation afin de déterminer sa contingence simple la plus grave et de se pourvoir d’une réserve pour contingence au moins égale à celle-ci, mais n’a pas mis en œuvre ce processus d’exploitation.</u></p>	<p><u>L’entité responsable n’a pas élaboré un processus d’exploitation afin de déterminer sa contingence simple la plus grave et de se pourvoir d’une réserve pour contingence au moins égale à celle-ci.</u></p>
E3	<p><u>L’entité responsable, à la suite d’une contingence d’équilibrage à déclarer, a reconstitué moins de 100 % mais au moins 90 % de la réserve pour contingence prescrite avant la fin de la période de rétablissement de la réserve pour contingence.</u></p>	<p><u>L’entité responsable, à la suite d’une contingence d’équilibrage à déclarer, a reconstitué moins de 90 % mais au moins 80 % de la réserve pour contingence prescrite avant la fin de la période de rétablissement de la réserve pour contingence.</u></p>	<p><u>L’entité responsable, à la suite d’une contingence d’équilibrage à déclarer, a reconstitué moins de 80 % mais au moins 70 % de la réserve pour contingence prescrite avant la fin de la période de rétablissement de la réserve pour contingence.</u></p>	<p><u>L’entité responsable, à la suite d’une contingence d’équilibrage à déclarer, a reconstitué moins de 70 % de la réserve pour contingence prescrite avant la fin de la période de rétablissement de la réserve pour contingence.</u></p>

E.D. Différences régionales

Aucune ~~identifiée~~.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Formulaire CR Form 1

Justifications concernant la norme BAL-002-3

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	Le 1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée <u>Entrée</u> en vigueur	Nouvelle <u>norme</u>
0	Le 8 août 2005	Retrait <u>Suppression</u> du mot « proposed » dans la date d'entrée <u>d'entrée</u> en vigueur.	Erratum
0	Le 14 février 2006	Révision du graphique de la page 3, « 10 min. » changé pour <u>remplacé par</u> « Recovery time » ; retrait du paragraphe de la quatrième puce.	Erratum
<u>1</u>	<u>9 septembre 2010</u>	<u>Dépôt auprès de la Commission d'une demande de révision de la norme BAL-002 version 1</u>	<u>Révision</u>
<u>1</u>	<u>10 janvier 2011</u>	<u>Lettre de la FERC (dossier RD10-15-00) approuvant la norme BAL-002-1</u>	
<u>1</u>	<u>1^{er} avril 2012</u>	<u>Entrée en vigueur de la norme BAL-002-1</u>	
<u>1a</u>	<u>7 novembre 2012</u>	<u>Interprétation adoptée par le Conseil d'administration de la NERC</u>	
<u>1a</u>	<u>12 février 2013</u>	<u>Interprétation soumise à la FERC</u>	
<u>2</u>	<u>5 novembre 2015</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Refonte complète</u>
<u>2</u>	<u>19 janvier 2017</u>	<u>Ordonnance de la FERC (dossier RM16-7-000) approuvant la norme BAL-002-2</u>	

Norme BAL-002-1 — Performance du 2 – Norme de contrôle en régime perturbé – Réserve pour contingence en vue du rétablissement à partir d'une contingence d'équilibrage

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
<u>12</u>	<u>À déterminer 2 octobre 2017</u>	<u>Modifiée pour répondre à l'ordonnance numéro 693, directives du paragraphe 321, Lettre d'ordonnance de la FERC (dossier RD17-6-000) approuvant l'augmentation de « moyen » à « élevé » du facteur de risque de la non-conformité pour les exigences E1 et E2</u>	<u>Révision</u>
<u>3</u>	<u>16 août 2018</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Révisions découlant de deux prescriptions de l'ordonnance 835 de la FERC</u>
<u>3</u>	<u>25 septembre 2018</u>	<u>Ordonnance de la FERC (dossier RD18-7-000) approuvant la norme BAL-002-3</u>	

A. Introduction

1. **Title:** ~~Automatic Generation~~ Balancing Authority Control _____
2. **Number:** BAL-005-~~0.2b~~1
3. **Purpose:**— This standard establishes requirements for Balancing Authority Automatic Generation Control (AGC) acquiring data necessary to calculate Reporting Area Control Error (Reporting ACE) and to routinely deploy the Regulating Reserve. The standard also ~~ensures that all facilities~~ specifies a minimum periodicity, accuracy, and availability requirement for acquisition of the data and load electrically synchronized to for providing the Interconnection are included within information to the metered boundary of a Balancing Area so that balancing of resources and demand can be achieved System Operator.
4. **Applicability:**
 - 1.1. ~~Balancing Authorities~~
 - 1.2. ~~Generator Operators~~
 - 1.3. ~~Transmission Operators~~
 - 4.1. **Load Serving Functional Entities:**
 - 4.1.1. Balancing Authority

Effective Date:— ~~May 13, 2009~~ See Implementation Plan for BAL-005-1

B. Requirements

- B. **All generation, transmission, and load operating within an Interconnection must be included within the metered boundaries of a Balancing Authority Area.** Measures



Rationale for Requirement R1: Real-time operation of a Balancing Authority requires real-time information. A sufficient scan rate is key to an Operator’s trust in real-time information. Without a sufficient scan rate, an operator may question the accuracy of data during events, which would degrade the operator’s ability to maintain reliability.

- R1. The Balancing Authority shall ~~Each Generator Operator with generation facilities operating in an Interconnection shall ensure that those generation facilities are included within the metered boundaries of a Balancing Authority Area.~~ use a design scan rate of no more than six seconds in acquiring data necessary to calculate Reporting ACE. [Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Real-time Operations]

M1. Each Balancing Authority will have dated documentation demonstrating that the data necessary to calculate Reporting ACE was designed to be scanned at a rate of no more than six seconds. Acceptable evidence may include historical data, dated archive files; or data from other databases, spreadsheets, or displays that demonstrate compliance.

Rationale for Requirement R2: The RC is responsible for coordinating the reliability of bulk electric systems for member BA's. When a BA is unable to calculate its ACE for an extended period of time, this information must be communicated to the RC within 15 minutes thereafter so that the RC has sufficient knowledge of system conditions to assess any unintended reliability consequences that may occur on the wide area.

~~Each Transmission Operator with transmission facilities operating in an Interconnection shall ensure that those transmission facilities are included within the metered boundaries of a Balancing Authority Area.~~

~~Each Load Serving Entity with load operating in an Interconnection shall ensure that those loads are included within the metered boundaries of a Balancing Authority Area.~~

~~**R1.** Each Balancing Authority shall maintain Regulating Reserve that can be controlled by AGC to meet the Control Performance Standard. (Retirement approved by NERC BOT pending applicable regulatory approval.)~~

~~**R2.** A Balancing Authority providing Regulation Service shall ensure that adequate metering, communications, and control equipment are employed to prevent such service from becoming a Burden on the Interconnection or other Balancing Authority Areas.~~

R2. —A Balancing Authority providing Regulation Service that is unable to calculate Reporting ACE for more than 30 consecutive minutes shall notify its Reliability Coordinator within 45 minutes of the beginning of the inability to calculate Reporting ACE. [Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Real-time Operations]

M2. Each Balancing Authority will have dated records to show when it was unable to calculate Reporting ACE for more than 30 consecutive minutes and that it notified its Reliability Coordinator within 45 minutes of the beginning of the inability to calculate Reporting ACE. Such evidence may include, but is not limited to, dated voice recordings, operating logs, or other communication documentation.

Rationale for Requirement R3: Frequency is the basic measurement for interconnection health, and a critical component for calculating Reporting ACE. Without sufficient

available frequency data the BA operator will lack situational awareness and will be unable to make correct decisions when maintaining reliability.

R3. Each Balancing Authority shall use frequency metering equipment for the calculation of Reporting ACE: [Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Real-time Operations]

3.1. that is available a minimum of 99.95% for each calendar year; and,

3.2. with a minimum accuracy of 0.001 Hz.

M3. The Balancing Authority shall the Host have evidence such as dated documents or other evidence in hard copy or electronic format showing the frequency metering equipment used for the calculation of Reporting ACE had a minimum availability of 99.95% for each calendar year and had a minimum accuracy of 0.001 Hz to demonstrate compliance with Requirement R3.

Rationale for Requirement R4: System operators utilize Reporting ACE as a primary metric to determine operating actions or instructions. When data inputs into the ACE calculation are incorrect, the operator should be made aware through visual display. When an operator questions the validity of data, actions are delayed and the probability of adverse events occurring can increase.

~~R1.R4.~~ The Balancing Authority for whom it is controlling if it is unable to provide the service, as well as any Intermediate Balancing Authorities shall make available to the operator information associated with Reporting ACE including, but not limited to, quality flags indicating missing or invalid data. [Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Real-time Operations]

M4. Each A Balancing Authority Area shall have evidence such as a graphical display or dated alarm log that provides indication of data validity for the real-time Reporting ACE based on both the calculated result and all of the associated inputs therein.

Rationale for Requirement R5: Reporting ACE is an essential measurement of the BA's contribution to the reliability of the Interconnection. Since Reporting ACE is a measure of the BA's reliability performance for BAL-001, and BAL-002, it is critical that Reporting ACE be sufficiently available to assure reliability.

R1.1.

R5. Each Balancing Authority's system used to calculate Reporting ACE shall be available a minimum of 99.5% of each calendar year. [Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Operations Assessment]

M5. Each Balancing Authority will have dated documentation demonstrating that the system necessary to calculate Reporting ACE has a minimum availability of 99.5% for each calendar year. Acceptable evidence may include historical data, dated archive files; or data from other databases, spreadsheets, or displays that demonstrate compliance.

Rationale for Requirement R6: Reporting ACE is a measure of the BA's reliability performance for BAL-001, and BAL-002. Without a process to address persistent errors in the ACE calculation, the operator can lose trust in the validity of Reporting ACE resulting in delayed or incorrect decisions regarding the reliability of the bulk electric system.

A successful Operating Process must include the ability for hourly accumulated Tie Line MWh values to be agreed-upon between Balancing Authority Areas to aid in the identification errors and assign such errors to the appropriate Balancing Authority Areas for mitigation if necessary.

Instantaneous tie line flows between BAs cannot be effectively compared in real time. Methods to confirm accuracy of instantaneous metering is achieved through other means. The integration of instantaneous metered values is compared with accumulated MWh values to determine the accuracy of (error included in) the instantaneous metering for each BA. This comparison indicates the accuracy (amount of error) for each BA's own instantaneous metering as compared to its own accumulated MWh metering. However, it does not confirm that the accumulated MWh metering for one BA is equivalent to the accumulated MWh metering for the adjacent BA on the same tie line. This can only be confirmed by comparing the accumulated MWh value for one BA to the accumulated MWh value for the adjacent BA. If these two values are the same, any problem with the metering is identified by the difference between the integrated instantaneous MWhs and the accumulated MWh for that BA. However, if there is a difference between the accumulated MWhs between the two adjacent BAs, those BAs must agree upon a common value to use for that hour for that tie line in order to assign responsibility for managing the error represented by the difference between their accumulated values. If the BAs do not agree upon a value, the difference between the accumulated values will not be included in their error mitigation process and that error will therefore be passed to the interconnection as a frequency control burden.

R6. Each Balancing Authority ~~receiving Regulation Service~~ that is within a multiple Balancing Authority Interconnection shall implement an Operating Process to identify and mitigate errors affecting the accuracy of scan rate data used in the calculation of

Reporting ACE for each Balancing Authority Area. [Violation Risk Factor: Medium]
[Time Horizon: Same-day Operations]

- M6.** Each Balancing Authority shall have a current Operating Process meeting the provisions of Requirement R6 and evidence to show that the process was implemented, such as dated communications or incorporation in System Operator task verification.

Rationale for Requirement R7: Reporting ACE is an essential measurement of the BA's contribution to the reliability of the Interconnection. Common source data is critical to calculating Reporting ACE that is consistent between Balancing Authorities. When data sources are not common, confusion can be created between BAs resulting in delayed or incorrect operator action.

The intent of Requirement R7 Part 7.1 is to provide accuracy in the measurement and calculations used in Reporting ACE. It specifies the need for common metering points for instantaneous values for the Tie Line megawatt flow values between Balancing Authority Areas. Common data source requirements also apply to instantaneous values for pseudo-ties and dynamic schedules, and can extend to more than two Balancing Authorities that participate in allocating shares of a generation resource in supplementary regulation, for example.

The intent of Requirement R7 Part 7.2 is to enable accuracy in the measurements and calculations used in Reporting ACE. It specifies the need for common metering points for hourly accumulated values for the time synchronized tie line MWh values agreed-upon between Balancing Authority Areas. These time synchronized agreed-upon values are necessary for use in the Operating Process required in R6 to identify and mitigate errors in the scan rate values used in Reporting ACE.

- R7.** Each Balancing Authority shall ensure that ~~backup plans are in place~~ each Tie Line, Pseudo-Tie, and Dynamic Schedule with an Adjacent Balancing Authority is equipped with: [Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Operations Planning]

~~**R3.** a common source to provide replacement Regulation Service should the supplying Balancing Authority no longer be able to provide this service.~~

~~**1.1.7.1.** The Balancing Authority's AGC shall compare total Net Actual Interchange to total Net Scheduled Interchange plus Frequency Bias obligation to determine the Balancing Authority's ACE. Single information to both Balancing Authorities operating asynchronously may employ alternative ACE calculations such as (but not limited to) flat frequency control. If a Balancing Authority is unable to calculate ACE for more than 30 minutes it shall notify its Reliability~~

~~Coordinator~~ for the scan rate values used in the calculation of Reporting ACE; and,

7.2. a time synchronized common source to determine hourly megawatt-hour values agreed-upon to aid in the identification and mitigation of errors under the Operating Process as developed in Requirement R6.

~~R4.—The Balancing Authority shall operate AGC continuously unless~~ have dated evidence such ~~operation adversely impacts the reliability of the Interconnection. If AGC has become inoperative, the Balancing Authority shall use manual control to adjust generation to maintain the Net Scheduled Interchange.~~

~~The Balancing Authority shall ensure~~ as voice recordings or transcripts, operator logs, electronic communications, or other equivalent evidence that data acquisition will be used to demonstrate a common source for and the components used in the calculation of Reporting ACE occur at least every six seconds.

~~R5.—Each Balancing Authority shall provide redundant and independent frequency metering equipment that shall automatically activate upon detection of failure of the primary source. This overall installation shall provide a minimum availability of 99.95%.~~

~~R6.—The Balancing Authority shall include all Interchange Schedules with its Adjacent Balancing Authorities in the calculation of Net Scheduled Interchange for the ACE equation.~~

~~R6.5.—Balancing Authorities with a high voltage direct current (HVDC) link to another Balancing Authority connected asynchronously to their Interconnection may choose to omit the Interchange Schedule related to the HVDC link from the ACE equation if it is modeled as internal generation or load.~~

~~R7.—The Balancing Authority shall include all Dynamic Schedules in the calculation of Net Scheduled Interchange for the ACE equation.~~

~~Balancing Authorities shall include the effect of ramp rates, which shall be identical and agreed to between affected Balancing Authorities, in the Scheduled Interchange values to calculate ACE.~~ Authority

~~R8.—Each Balancing Authority shall include all Tie-Line flows with Adjacent Balancing Authority Areas in the ACE calculation.~~

~~R8.5.—Balancing Authorities that share a tie shall ensure Tie-Line MW metering is telemetered to both control centers, and emanates from a common, agreed-upon source using common primary metering equipment. Balancing Authorities shall ensure that megawatt-hour data is telemetered or reported at the end of each hour.~~

~~R8.6.—Balancing Authorities shall ensure the power flow and ACE signals that are utilized for calculating Balancing Authority performance or that are transmitted for Regulation Service are not filtered prior to transmission, except for the Anti-aliasing Filters of Tie Lines.~~

~~Balancing Authorities shall install common metering equipment where Dynamic Schedules or Pseudo Ties are implemented between two or more Balancing Authorities to deliver the output of Jointly Owned Units or to serve remote load.~~

~~Each Balancing Authority shall perform hourly error checks using Tie Line megawatt-hour meters with common time synchronization to determine the accuracy of its control equipment. The Balancing Authority shall adjust the component (e.g., Tie Line meter) of ACE that is in error (if known) or use the interchange meter error (I_{ME}) term of the ACE equation to compensate for any equipment error until repairs can be made.~~

~~The Balancing Authority shall provide its operating personnel with sufficient instrumentation and data recording equipment to facilitate monitoring of control performance, generation response, and after the fact analysis of area performance. As a minimum, the Balancing Authority shall provide its operating personnel with real-time values for ACE, Interconnection frequency and Net Actual Interchange with each Adjacent Balancing Authority Area.~~

~~R9. The Balancing Authority shall provide adequate and reliable backup power supplies and shall periodically test these supplies at the Balancing Authority's control center and other critical locations to ensure continuous operation of AGC and vital data recording equipment during loss of the normal power supply.~~

~~R10. The Balancing Authority shall sample data at least at the same periodicity with which ACE is calculated. The Balancing Authority shall flag missing or bad data for operator display and archival purposes. The Balancing Authority shall collect coincident data to the greatest practical extent, i.e., ACE, Interconnection frequency, Net Actual Interchange, and other data shall all be sampled at the same time.~~

~~R11. Each Balancing Authority shall at least annually check and calibrate its time error and frequency devices against a common reference. The Balancing Authority shall adhere to the minimum values for measuring devices as listed below:~~

Device	Accuracy
Digital frequency transducer	≤ 0.001 Hz
MW, MVAR, and voltage transducer	≤ 0.25 % of full scale
Remote terminal unit	≤ 0.25 % of full scale
Potential transformer	≤ 0.30 % of full scale
Current transformer	≤ 0.50 % of full scale

~~C. Measures~~

~~M1, M7. Not specified.~~

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Monitoring Responsibility Enforcement Authority

~~Balancing Authorities shall be prepared to supply data to NERC in the format defined below:~~

~~1.1.1. Within one week upon request, Balancing Authorities shall provide As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Enforcement Authority” means NERC or the Regional Reliability Organization CPS source data Entity in daily CSV files their respective roles of monitoring and enforcing compliance with time stamped one minute averages of: 1) ACE and 2) Frequency Error.~~

~~Within one week upon request, Balancing Authorities shall provide the NERC or the Regional Reliability Organization DCS source data in CSV files with time stamped scan rate values for: 1) ACE and 2) Frequency Error for a time period of two minutes prior to thirty minutes after the identified Disturbance Reliability Standards.~~

~~1.2. Compliance Monitoring Period and Reset Timeframe~~

~~Not specified.~~

~~1.2. Data Evidence Retention~~

~~1.3.1. Each Balancing Authority shall retain its ACE, actual frequency, Scheduled Frequency, Net Actual Interchange, Net Scheduled Interchange, Tie Line meter error correction and Frequency Bias Setting data in digital format at the same scan rate at which the data is collected for at least one year.~~

~~1.3.2. Each Balancing Authority or Reserve Sharing Group shall retain documentation of the magnitude of each Reportable Disturbance as well as the ACE charts and/or samples used to calculate Balancing Authority or Reserve Sharing Group disturbance recovery values. The data shall be retained for one year following the reporting quarter for which the data was recorded.~~

~~The following evidence retention period(s) identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full-time period since the last audit.~~

~~The applicable entity shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation.~~

- ~~• The applicable entity shall keep data or evidence to show compliance for the current year, plus three previous calendar years.~~

~~1.3. Compliance Monitoring and Assessment Processes:~~

~~As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Monitoring and Assessment Processes” refers to the identification of the processes that will be used to evaluate data or information for the purpose of assessing performance or outcomes with the associated Reliability Standard.~~

~~1.3.1.4.~~ Additional Compliance Information

~~Not specified.~~

~~Levels~~None

Table of ~~Non~~-Compliance Elements

Not specified.

<u>R_#</u>	<u>Time Horizon</u>	<u>VRF</u>	<u>Violation Severity Levels</u>		
			<u>Lower VSL</u>	<u>Moderate VSL</u>	<u>High VSL</u>
<u>R1.</u>	<u>Real-time Operations</u>	<u>Medium</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>
<u>R2.</u>	<u>Real-time Operations</u>	<u>Medium</u>	<u>The Balancing Authority failed to notify its Reliability Coordinator within 45 minutes of the beginning of a 30-minute inability to calculate Reporting ACE but notified its Reliability Coordinator within no more than 50 minutes from the beginning of the inability to calculate Reporting ACE.</u>	<u>The Balancing Authority failed to notify its Reliability Coordinator within 50 minutes of the beginning of a 30-minute inability to calculate Reporting ACE but notified its Reliability Coordinator with no more than 55 minutes from the beginning of an inability to calculate Reporting ACE.</u>	<u>The Balancing Authority failed to notify its Reliability Coordinator within 55 minutes of the beginning of a 30-minute inability to calculate Reporting ACE but notified its Reliability Coordinator with no more than 60 minutes from the beginning of an inability to calculate Reporting ACE.</u>
<u>R3.</u>	<u>Real-time Operations</u>	<u>Medium</u>	<u>The Balancing Authority's frequency metering equipment used for the calculation of Reporting ACE was available less than 99.95% of the calendar year but</u>	<u>The Balancing Authority's frequency metering equipment used for the calculation of Reporting ACE was available less than 99.94% of the calendar year but was</u>	<u>The Balancing Authority's frequency metering equipment used for the calculation of Reporting ACE was available less than 99.93% of the calendar year but</u>

Supplemental Material

			<u>was available greater than or equal to 99.94 % of the calendar year.</u>	<u>available greater than or equal to 99.93 % of the calendar year.</u>	<u>was available greater than or equal to 99.92 % of the calendar year.</u>
<u>R4.</u>	<u>Real-time Operations</u>	<u>Medium</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>
<u>R5.</u>	<u>Operations Assessment</u>	<u>Medium</u>	<u>The Balancing Authority's system used for the calculation of Reporting ACE was available less than 99.5% of the calendar year but was available greater than or equal to 99.4 % of the calendar year.</u>	<u>The Balancing Authority's system used for the calculation of Reporting ACE was available less than 99.4% of the calendar year but was available greater than or equal to 99.3 % of the calendar year.</u>	<u>The Balancing Authority's system used for the calculation of Reporting ACE was available less than 99.3% of the calendar year but was available greater than or equal to 99.2 % of the calendar year.</u>
<u>R6.</u>	<u>Same-day Operations</u>	<u>Medium</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>

Supplemental Material

<u>R7.</u>	<u>Operations Planning</u>	<u>Medium</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>

D. Regional ~~Differences~~Variances

None.

E. Interpretations

None~~None identified.~~

E.F. Associated Documents

1. ~~Appendix 1 Interpretation of Requirement R17 (February 12, 2008).~~

None.

Version History

Version	Date	Action	Change
0	February 8, 2005	Adopted by NERC Board of Trustees	New
0	April 1, 2005	Effective Date	New

Supplemental Material

0	August 8, 2005	Removed “Proposed” from Effective Date	Errata
0a	December 19, 2007	Added Appendix 1 – Interpretation of R17 approved by BOT on May 2, 2007	Addition
0a	January 16, 2008	Section F: added “1.”; changed hyphen to “en dash.” Changed font style for “Appendix 1” to Arial	Errata
0b	February 12, 2008	Replaced Appendix 1 – Interpretation of R17 approved by BOT on February 12, 2008 (BOT approved retirement of Interpretation included in BAL-005-0a)	Replacement
0.1b	October 29, 2008	BOT approved errata changes; updated version number to “0.1b”	Errata
0.1b	May 13, 2009	FERC approved – Updated Effective Date	Addition
0.2b	March 8, 2012	Errata adopted by Standards Committee; (replaced Appendix 1 with the FERC-approved revised interpretation of R17 and corrected standard version referenced in Interpretation by changing from “BAL-005-1” to “BAL-005-0)	Errata
0.2b	September 13, 2012	FERC approved – Updated Effective Date	Addition
0.2b	February 7, 2013	R2 and associated elements approved by NERC Board of Trustees for retirement as part of the Paragraph 81 project (Project 2013-02) pending applicable regulatory approval.	
0.2b	November 21, 2013	R2 and associated elements approved by FERC for retirement as part of the Paragraph 81 project (Project 2013-02) effective January 21, 2014.	

Standards Attachments

NOTE: Use this section for attachments or other documents that are referenced in the standard as part of the requirements. These should appear after the end of the standard template and before the Supplemental Material. If there are none, delete this section.

A. Introduction

~~1.~~ **Titre :** Réglage ~~automatique de la production~~

~~2.~~ **Numéro :** ~~BAL-005-0.2b~~

Mise en forme : Puces et numéros

~~1.~~ **Objet :** ~~Cette norme établit, en matière de réglage automatique de la production (AGC) d'un par le responsable de l'équilibrage,~~

~~2.~~ **Numéro :** ~~BAL-005-1~~

~~1-3.~~ **Objet :** ~~La présente norme présente les exigences visant l'acquisition des données nécessaires pour calculer au calcul de l'écart de réglage de la zone déclaré (ACE) et pour activer de façon routinière la réserve réglante, déclaré). Elle vise à garantir que toutes les installations et les charges synchronisées électriquement avec l'Interconnexion sont incluses dans le périmètre de comptage d'une zone d'équilibrage, afin que l'équilibre entre les ressources et la demande soit réalisable exigences minimales de périodicité, d'exactitude et de disponibilité pour l'acquisition de ces données et pour leur transmission au répartiteur.~~

~~2-4.~~ **Applicabilité :**

~~4.1.~~ **Responsables Entités fonctionnelles :**

~~2-1-14.1.1~~ **Responsable de l'équilibrage**

~~4.2.~~ **Exploitants d'installation de production**

~~4.3.~~ **Exploitants de réseau de transport**

~~4.4.~~ **Responsables de l'approvisionnement**

Mise en forme : Puces et numéros

~~5.~~ **Date d'entrée en vigueur :** ~~13 mai 2009~~

B. Exigences

~~E1.~~ Toutes les installations de production et de transport ainsi que les charges exploitées dans une Interconnexion doivent être incluses dans Voir le périmètre de comptage d'une zone d'équilibrage.

~~E1.1.~~ Chaque exploitant d'installation de production ayant des installations de production plan de mise en exploitation dans une Interconnexion doit s'assurer que ces installations de production sont incluses dans le périmètre de comptage d'une zone d'équilibrage.

~~E1.2.~~ Chaque exploitant de réseau de transport ayant des installations de transport en exploitation dans une Interconnexion doit s'assurer que ces installations de transport sont incluses dans le périmètre de comptage d'une zone d'équilibrage.

~~E1.3.~~ Chaque responsable de l'approvisionnement dont les charges sont exploitées dans une Interconnexion doit s'assurer que ces charges sont incluses dans le périmètre de comptage d'une zone d'équilibrage.

~~4.5.~~ Chaque responsable de l'équilibrage doit maintenir une réserve réglante pouvant être contrôlée par l'AGC pour satisfaire à œuvre de la norme de performance du réglage. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.) BAL-005-1.

~~E3.~~ Un responsable de l'équilibrage qui fournit un service de régulation doit s'assurer que les équipements de mesure, de communications et de contrôle sont adéquats pour prévenir que prévenir que ce service mette à risque l'Interconnexion ou d'autres zones d'équilibrage.

Mise en forme : Puces et numéros

E4. Un responsable de l'équilibrage qui fournit un service de régulation doit aviser le responsable de l'équilibrage — hôte à qui il fournit le service ainsi que tout autre responsable de l'équilibrage intermédiaire s'il est incapable de fournir le service.

E5. Un responsable de l'équilibrage qui reçoit un service de régulation doit s'assurer que des plans de rechange sont prévus pour remplacer le service de régulation si le responsable de l'équilibrage qui le fournit n'est plus en mesure de le faire.

E6. L'AGC du responsable de l'équilibrage doit comparer l'échange réel net total avec l'échange programmé net total ainsi que l'obligation de compensation en fréquence pour déterminer l'ACE du responsable de l'équilibrage. Les responsables de l'équilibrage exploitant seul et en mode asynchrone peuvent utiliser des méthodes alternatives de calcul de l'ACE telles que, mais sans s'y limiter, le réglage en mode fréquence constante. Si un responsable de l'équilibrage n'est pas en mesure de calculer l'ACE pendant plus de 30 minutes, il doit en aviser son coordonnateur de la fiabilité.

B. Exigences et mesures

E7. Le responsable de l'équilibrage doit faire fonctionner l'AGC en continu, sauf si ce mode de fonctionnement a un impact négatif sur la fiabilité de l'Interconnexion. Si l'AGC cesse de fonctionner, le responsable de l'équilibrage doit utiliser le réglage manuel pour ajuster la production afin de maintenir l'échange programmé net.

Mise en forme : Puces et numéros

E1. Le responsable de l'équilibrage doit s'assurer que adopter un taux d'échantillonnage nominal d'au plus 6 secondes pour l'acquisition des données pour l'ACE et son calcul s'effectuent nécessaires au moins toutes les six secondes calcul de l'ACE déclaré. [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

E8.1. Chaque responsable de l'équilibrage doit disposer d'un équipement de mesure de la fréquence redondant et indépendant qui permute automatiquement dès qu'une défaillance de la source primaire est détectée. L'ensemble de cette installation doit offrir une disponibilité minimale de 99,95 %.

Mise en forme : Puces et numéros

E9. Le responsable de l'équilibrage doit inclure tous les programmes d'échange avec les zones d'équilibrage adjacentes dans le calcul de l'échange programmé net pour l'équation de l'ACE.

E9.1. Les responsables de l'équilibrage ayant une liaison en courant continu à haute tension (CCHT) avec un autre responsable de l'équilibrage raccordé en mode asynchrone à leur Interconnexion peuvent choisir de ne pas tenir compte du programme d'échange relatif à la liaison CCHT dans l'équation de l'ACE si ce programme d'échange est modélisé comme production ou charge interne.

E10. Le responsable de l'équilibrage doit inclure tous les programmes dynamiques dans le calcul de l'échange programmé net pour l'équation de l'ACE.

E11. Les responsables de l'équilibrage doivent inclure l'effet des taux de rampe, qui doivent être identiques et convenus entre les responsables de l'équilibrage concernés, dans les valeurs de l'échange programmé utilisées pour calculer l'ACE.

E12. Chaque responsable de l'équilibrage doit inclure tous les transits sur les lignes d'interconnexion avec les zones d'équilibrage adjacentes dans le calcul de l'ACE.

E12.1. Les responsables de l'équilibrage qui partagent une interconnexion doivent faire en sorte que la mesure des MW de la ligne d'interconnexion est transmise par télémesure aux deux centres de contrôle, et qu'elle provienne d'une source commune convenue faisant appel à un appareillage de mesure principal commun. Les responsables de l'équilibrage doivent faire en sorte que les données en mégawatts-heures sont transmises par télémesure ou déclarées à la fin de chaque heure.

E12.2. Les responsables de l'équilibrage doivent s'assurer que les signaux des transits de puissance et de l'ACE qui sont utilisés dans le calcul de la performance des responsables de l'équilibrage ou qui sont transmis pour le service de régulation ne sont pas filtrés avant la transmission, sauf par les filtres antirepliement des lignes d'interconnexion.

E12.3. Les responsables de l'équilibrage doivent installer un appareillage de mesure commun là où des programmes d'échange dynamiques ou des pseudo-interconnexions sont mis en oeuvre entre deux responsables de l'équilibrage ou plus pour livrer la puissance produite par des groupes détenus en copropriété ou pour desservir une charge éloignée.

E13. Chaque responsable de l'équilibrage, afin de déterminer l'exactitude de son équipement de contrôle, doit, chaque heure, effectuer des contrôles d'erreurs au moyen de wattheuremètres associés aux lignes d'interconnexion à synchronisation temporelle commune. Le responsable de l'équilibrage doit ajuster le paramètre (par exemple, le compteur de ligne d'interconnexion) de l'ACE qui est en erreur (s'il est connu) ou utiliser le terme de l'erreur de compteur d'échange (I_{ME}) dans l'équation de l'ACE afin de compenser toute erreur d'équipement jusqu'à ce que des réparations puissent être faites.

E14. Le responsable de l'équilibrage doit fournir à son personnel d'exploitation des instruments et des équipements d'enregistrement des données suffisants pour faciliter la surveillance de la performance du contrôle, la réponse de la production et l'analyse après le fait de la performance de la zone. Au minimum, le responsable de l'équilibrage doit fournir à son personnel d'exploitation des valeurs en temps réel pour l'ACE, la fréquence de l'Interconnexion et l'échange réel net avec chacune des zones d'équilibrage adjacentes.

E15. Le responsable de l'équilibrage doit fournir des alimentations de secours adéquates et fiables et il doit en faire l'essai périodiquement à son centre de contrôle et à d'autres endroits critiques pour assurer, pendant une perte de l'alimentation normale, le fonctionnement continu de l'AGC et des appareils d'enregistrement de données essentielles.

E16. Le responsable de l'équilibrage doit échantillonner les données au moins à la même périodicité que celle du calcul de l'ACE. Le responsable de l'équilibrage doit signaler les données manquantes ou erronées sur les affichages de l'exploitant et pour les archives. Le responsable de l'équilibrage doit recueillir les données coïncidentes dans toute la mesure du possible, c'est-à-dire que l'ACE, la fréquence de l'Interconnexion, l'échange réel net et les autres données doivent tous être échantillonnés en même temps.

M1. Chaque responsable de l'équilibrage doit détenir des documents datés attestant que l'échantillonnage des données nécessaires au calcul de l'ACE déclaré est conçu pour un taux d'au plus 6 secondes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : données historiques, archives datées ou données provenant d'autres bases de données, feuilles de chiffrier ou captures d'écran attestant la conformité.

- E2. Si le responsable de l'équilibrage se voit incapable de calculer l'ACE déclaré pendant plus de 30 minutes consécutives, il doit en aviser son coordonnateur de la fiabilité dans les 45 minutes suivant le début de cette incapacité.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M2. Chaque responsable de l'équilibrage doit détenir des documents ou inscriptions datés indiquant à partir de quel moment il s'est vu incapable de calculer l'ACE déclaré pendant plus de 30 minutes consécutives et attestant qu'il en a avisé son coordonnateur de la fiabilité dans les 45 minutes suivant le début de cette incapacité. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : enregistrements vocaux datés, journaux d'exploitation datés ou autres documents de communication.
- E3. Chaque responsable de l'équilibrage doit utiliser pour le calcul de l'ACE déclaré un fréquencemètre :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- 3.1. dont le taux de disponibilité est d'au moins 99,95 % pour chaque année civile ; et
- 3.2. dont l'exactitude est de 0,001 Hz ou supérieure.
- M3. Le responsable de l'équilibrage doit détenir une ou des pièces justificatives (par exemple des documents datés ou d'autres pièces en version papier ou électronique) attestant que le fréquencemètre utilisé pour le calcul de l'ACE déclaré avait une disponibilité d'au moins 99,95 % pour chaque année civile et une exactitude de 0,001 Hz ou supérieure afin de démontrer sa conformité à l'exigence E3.
- E4. Le responsable de l'équilibrage doit fournir au répartiteur une information connexe à l'ACE déclaré, notamment des témoins de qualité signalant des données manquantes ou non valides.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M4. Chaque zone d'équilibrage doit détenir une ou des pièces justificatives (par exemple des captures d'écran ou un registre d'alarmes daté) donnant des indications sur la validité des données utilisées en temps réel pour le calcul de l'ACE déclaré, d'après les résultats calculés et d'après l'ensemble des intrants de calcul.
- E5. Chaque système utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré doit avoir une disponibilité minimale de 99,5 % pour chaque année civile.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation]
- M5. Chaque responsable de l'équilibrage doit détenir des documents datés attestant que le système qui sert au calcul de l'ACE déclaré a une disponibilité minimale de 99,5 % pour chaque année civile. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : données historiques, archives datées ou données provenant d'autres bases de données, feuilles de chiffrier ou captures d'écran attestant la conformité.
- E6. Chaque responsable de l'équilibrage qui fait partie d'une Interconnexion comptant plusieurs responsables de l'équilibrage doit mettre en œuvre un processus d'exploitation visant à déceler et à éliminer les erreurs nuisant à l'exactitude des données d'échantillonnage qui servent au calcul de l'ACE déclaré pour chaque zone d'équilibrage.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour]

M6. Chaque responsable de l'équilibrage doit, au moins annuellement, vérifier et étalonner ses dispositifs de mesure de la fréquence et de l'écart de temps en les comparant à une référence avoir un processus d'exploitation à jour et conforme à l'exigence E6 ainsi que des pièces justificatives attestant sa mise en œuvre, par exemple des communications datées ou l'incorporation de ce processus aux tâches de vérification du répartiteur.

E7. Chaque responsable de l'équilibrage doit faire en sorte que chaque ligne d'interconnexion, pseudo-interconnexion et programme dynamique entre sa zone et celle d'un responsable de l'équilibrage adjacent soit équipé :

[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

7.1. d'une source commune pour transmettre aux deux responsables de l'équilibrage les données d'échantillonnage en vue du calcul de l'ACE déclaré ; et

7.2. d'une source commune synchronisée servant à déterminer les valeurs horaires en mégawattheures établies conjointement afin d'aider à déceler et à éliminer les erreurs.

M4-M7. Le responsable de l'équilibrage doit détenir des pièces justificatives datées (enregistrements vocaux ou transcriptions, registres d'exploitation, communications électroniques ou autres pièces équivalentes) attestant l'utilisation d'une source commune pour les composantes qui entrent dans le calcul de l'ACE déclaré avec le responsable de l'équilibrage doit adhérer aux valeurs minimales ci-après pour les dispositifs de mesure de l'équilibrage adjacent.

Dispositif	Précision
Transducteur de fréquence numérique	$\leq 0,001\text{Hz}$
Transducteur de MW, de MVar et de tension	$\leq 0,25\%$ de la pleine échelle
Station terminale	$\leq 0,25\%$ de la pleine échelle
Transformateur de tension	$\leq 0,30\%$ de la pleine échelle
Transformateur de courant	$\leq 0,50\%$ de la pleine échelle

C. Mesures

Non spécifié.

Mise en forme : Puces et numéros

D.C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la Responsable des mesures pour assurer la conformité

1.1.1. Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable des mesures pour assurer la conformité » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité

Mise en forme : Puces et numéros

Les responsables de l'équilibrage doivent être prêts à fournir des données à la NERC de la manière suivante :

1.1.1.1 Dans un délai d'une semaine sur demande, les responsables de l'équilibrage doivent fournir à la NERC ou à l'organisation régionale aux normes de fiabilité les données sources des CPS dans des fichiers quotidiens, en format CSV contenant les moyennes horodatées sur une minute de : 1) l'ACE et 2) l'écart de fréquence.

Mise en forme : Puces et numéros

Dans un délai d'une semaine après la demande, les responsables de l'équilibrage doivent fournir à de la NERC ou à l'organisation régionale de fiabilité les données sources de la DCS dans des fichiers de format CSV quotidiens contenant les valeurs horodatées d'échantillonnage pour 1) l'ACE et 2) l'écart de fréquence sur une période commençant deux minutes avant et se terminant trente minutes après la perturbation identifiée.

1.2. Périodicité de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Mise en forme : Puces et numéros

Non spécifié.

1.3.1.2. Conservation des données pièces justificatives

Mise en forme : Puces et numéros

1.3.1 Chaque responsable de l'équilibrage doit conserver dans un format numérique, pour au moins une année, à la même fréquence de balayage à laquelle les données ont été recueillies, son ACE, sa fréquence réelle, sa fréquence programmée, son échange réel net, son échange programmé net, sa correction de l'erreur de compteur sur une ligne d'interconnexion et son réglage de la compensation en fréquence.

1.3.2 Chaque responsable de l'équilibrage ou groupe de partage des réserves doit conserver la documentation sur l'ampleur de chaque perturbation à déclarer ainsi que les graphiques d'ACE et/ou les échantillons qui ont servi à calculer les valeurs de rétablissement après perturbation du responsable de l'équilibrage ou du groupe de partage des réserves. Les données doivent être conservées pendant une année suivant le trimestre de déclaration pour lequel les données ont été enregistrées.

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. 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 l'audit le plus récent.

L'entité pertinente doit conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son CEA lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête

- L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives pour l'année en cours, plus trois années civiles précédentes.

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

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, 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 les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Non spécifié.

~~Niveau~~ Aucune.

|

Tableau des éléments de non-conformité

Non spécifié.

Ex.	Horizon	VRE	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<u>E1</u>	<u>Exploitation en temps réel</u>	<u>Moyen</u>	<u>S. O.</u>	<u>S. O.</u>	<u>S. O.</u>	<u>Le responsable de l'équilibrage a adopté un taux d'échantillonnage nominal de plus de 6 secondes pour l'acquisition des données nécessaires au calcul de l'ACE déclaré.</u>
<u>E2</u>	<u>Exploitation en temps réel</u>	<u>Moyen</u>	<u>Le responsable de l'équilibrage a avisé son coordonnateur de la fiabilité dans un délai de plus de 45 minutes, mais d'au plus 50 minutes suivant le début d'une incapacité de calculer l'ACE déclaré.</u>	<u>Le responsable de l'équilibrage a avisé son coordonnateur de la fiabilité dans un délai de plus de 50 minutes, mais d'au plus 55 minutes suivant le début d'une incapacité de calculer l'ACE déclaré.</u>	<u>Le responsable de l'équilibrage a avisé son coordonnateur de la fiabilité dans un délai de plus de 55 minutes, mais d'au plus 60 minutes suivant le début d'une incapacité de calculer l'ACE déclaré.</u>	<u>Le responsable de l'équilibrage n'a pas avisé son coordonnateur de la fiabilité dans les 60 minutes suivant le début d'une incapacité de calculer l'ACE déclaré.</u>

BAL-005-1 – Réglage par le responsable de l'équilibrage

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Exploitation en temps réel	Moyen	<u>Le fréquencemètre utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré a été disponible moins de 99,95 % de l'année civile, mais au moins 99,94 % de celle-ci.</u>	<u>Le fréquencemètre utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré a été disponible moins de 99,94 % de l'année civile, mais au moins 99,93 % de celle-ci.</u>	<u>Le fréquencemètre utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré a été disponible moins de 99,93 % de l'année civile, mais au moins 99,92 % de celle-ci.</u>	<u>Le fréquencemètre utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré a été disponible moins de 99,92 % de l'année civile.</u> <u>OU</u> <u>L'exactitude du fréquencemètre utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré n'a pas été de 0,001 Hz ou supérieure.</u>
E4	Exploitation en temps réel	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	<u>Le responsable de l'équilibrage n'a pas fourni à ses répartiteurs une indication des données manquantes ou non valides associées à l'ACE déclaré.</u>
E5	Évaluation des activités d'exploitation	Moyen	<u>Le système utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré a été disponible moins de 99,95 % de l'année civile, mais au moins 99,94 % de celle-ci.</u>	<u>Le système utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré a été disponible moins de 99,94 % de l'année civile, mais au moins 99,93 % de celle-ci.</u>	<u>Le système utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré a été disponible moins de 99,93 % de l'année civile, mais au moins 99,92 % de celle-ci.</u>	<u>Le système utilisé par le responsable de l'équilibrage pour le calcul de l'ACE déclaré a été disponible moins de 99,92 % de l'année civile.</u>

BAL-005-1 – Réglage par le responsable de l'équilibrage

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation le même jour	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	<p><u>Le responsable de l'équilibrage n'a pas mis en œuvre un processus d'exploitation visant à déceler et à éliminer les erreurs nuisant à l'exactitude des données d'échantillonnage qui servent au calcul de l'ACE déclaré.</u></p>
E7	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	<p><u>Le responsable de l'équilibrage n'a pas utilisé une source commune pour les lignes d'interconnexion, les pseudo-interconnexions et les programmes dynamiques entre sa zone et celle d'un responsable de l'équilibrage adjacent.</u></p> <p><u>OU</u></p> <p><u>Le responsable de l'équilibrage n'a pas utilisé une source commune synchronisée servant à déterminer les valeurs horaires en mégawattheures établies conjointement afin d'aider à déceler et à éliminer les erreurs.</u></p>

E.D. Différences régionales

Aucune ~~identifiée~~.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents associés connexes

~~1. Annexe 1 — Interprétation de l'exigence E17 (12 février 2008).~~

← Mise en forme : Puces et numéros

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouveau
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée Entrée en vigueur	Nouveau
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée d'entrée en vigueur.	Erratum
0a	19 décembre 2007	Annexe 1 ajoutée – Interprétation de l'exigence E17 approuvée par le Conseil d'administration le 2 mai 2006	Ajout
0a	16 janvier 2008	Section F : « 1 » ajouté, trait d'union remplacé par tiret demi-cadratin ; police de caractère de l'« Appendix l'annexe 1 » remplacée par Arial.	Erratum
0b	12 février 2008	Annexe 1 remplacée – Interprétation de l'exigence E17 approuvée par le Conseil d'administration le 12 février 2008. (approbation par le Conseil du retrait de l'interprétation intégrée à la norme BAL-005-0a)	Remplacement
0.1b	29 octobre 2008	Approbation de la correction de l'erratum par le Conseil d'administration de la NERC de l'erratum – Mise à jour du numéro de version à « 0.1b »	Erratum
0.1b	13 mai 2009	Approbation de par la FERC – Mise à jour de la date d'entrée en vigueur	Ajout
0.2b	8 mars 2012	Adoption de la correction de l'erratum Erratum adopté par le Comité des normes ; (remplacement de l'annexe 1 par l'interprétation de l'exigence E17 révisée et approuvée par la FERC et correction de la référence à la version de la norme en changeant « BAL-005-1 » par « BAL-005-0 »)	Erratum
0.2b	13 septembre 2012	Approbation de par la FERC – Mise à jour de la date d'entrée en vigueur	Ajout

BAL-005-1 – Réglage par le responsable de l'équilibrage

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0.2b	7 février 2013	<u>Approbation du retrait de l'exigence E2 et</u> les <u>des</u> éléments associés approuvés <u>connexes</u> par le Conseil d'administration <u>d'administration</u> de la NERC pour retrait dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project) » (projet 2013-02) <u>»</u> après l'approbation , en attente d'approbation réglementaire applicable .	
0.2b	21 novembre 2013	<u>Approbation du retrait de l'exigence E2 et</u> les <u>des</u> éléments associés approuvés <u>connexes</u> par la FERC pour retrait dans le cadre du projet « Paragraph 81 (Project) » (projet 2013-02) <u>»</u> , en vigueur le 21 janvier 2014 » .	
<u>1</u>	<u>11 février 2016</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la</u> <u>NERC</u>	<u>Refonte complète</u>

Annexe 1

Date d'entrée en vigueur : 27 août 2008 (É.-U.)

Interprétation de la norme BAL-005-0 Réglage automatique de la production, E17

Demande de clarification reçue de PG&E le 31 juillet 2007

PG&E demande une clarification concernant les dispositifs de mesure auxquels l'exigence s'applique, et plus particulièrement une clarification à savoir si l'exigence s'applique aux dispositifs de mesure suivants :

Seulement aux équipements de la salle de commande

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 : Les activités d'exploitation

- Seulement aux équipements fournissant les valeurs servant à calculer l'ACE de l'AGC
- Seulement aux équipements fournissant des valeurs à son système de supervision et d'acquisition de données
- Seulement aux équipements qui sont la propriété du en temps réel d'un responsable de l'équilibrage ou qui sont utilisés par lui
- Seulement aux équipements neufs ou de rechange
- À tous les équipements qu'un *responsable de l'équilibrage* possède ou utilise

Mise en forme : Puces et numéros

BAL-005-0

E17 : Chaque *responsable de l'équilibrage* doit, au moins annuellement, vérifier et étalonner ses dispositifs de mesure de la fréquence et de l'écart de temps en les comparant à une référence commune. Le *responsable de l'équilibrage* doit adhérer aux valeurs minimales ci-après pour les dispositifs de mesure :

Dispositif	Précision
Transducteur de fréquence numérique	$\leq 0,001\text{Hz}$
Transducteur de MW, de Mvar et de tension	$\leq 0,25\%$ de la pleine échelle
Station terminale	$\leq 0,25\%$ de la pleine échelle
Transformateur de tension	$\leq 0,30\%$ de la pleine échelle
Transformateur de courant	$\leq 0,50\%$ de la pleine échelle

Interprétation existante approuvée par le conseil d'administration le 2 mai 2007

L'exigence 17 de la BAL-005-0 exige que le *responsable de l'équilibrage*, au moins annuellement, vérifie et étalonne, par rapport à une référence commune, les dispositifs de sa salle de commande pour mesurer l'écart de temps et la fréquence. L'exigence se rapportant à la vérification et l'étalonnage annuels ne s'applique pas aux dispositifs à l'extérieur de la salle de commande d'exploitation.

Le tableau représente la précision nominale des dispositifs figurant sur la liste. La norme ne comporte pas d'exigence se rapportant à la vérification et l'étalonnage annuels des dispositifs figurant dans le tableau, sauf s'ils font partie des dispositifs de mesure de l'écart de temps et de la fréquence du centre de contrôle.

Interprétation fournie par le groupe d'étude sur la fréquence de la NERC le 7 septembre 2007 et révisée le 16 novembre 2007

Comme il est mentionné dans l'interprétation existante, l'exigence 17 de la norme BAL-005-0 ne s'applique qu'aux dispositifs de mesure de l'écart de temps et de la fréquence qui fournissent — dans le cas d'équipements de relève, qui pourraient fournir — (BA) nécessitent une information en temps réel. Le taux d'échantillonnage des données doit être suffisant pour que le *répartiteur* ait confiance en cette information ; sinon, le *répartiteur* peut douter de l'exactitude des données entrant dans l'équation de l'ACE, utilisée dans les rapports ou pour la conformité, ou qui fournissent des informations en temps réel sur l'écart de temps et la fréquence au répartiteur pendant un événement, ce qui nuirait à sa

capacité de maintenir la fiabilité du réseau. Les données relatives à la fréquence qui proviennent d'autres sources et qui servent uniquement de référence sont exclues. Les dispositifs de mesure de l'écart de temps et de la fréquence peuvent ne pas nécessairement se situer dans la salle de commande d'exploitation du réseau ou être la propriété du responsable de l'équilibrage; cependant, le responsable de l'équilibrage a la responsabilité de la précision des dispositifs de mesure de l'écart de temps et de la fréquence. L'exigence E17 ne concerne aucun autre dispositif. Les autres dispositifs indiqués dans le tableau, à la suite de E17, n'ont qu'une valeur de référence et n'ont aucune exigence obligatoire relative à l'étalonnage ou à la précision.

Un équipement neuf ou de rechange remplissant les fonctions mentionnées ci-dessus exige le même étalonnage. Certains dispositifs servant à mesurer l'écart de temps et la fréquence ne peuvent pas être étalonnés. Dans ce cas, ces dispositifs doivent être soumis à une contre-vérification par rapport à des appareils dûment étalonnés et remplacés s'ils ne répondent pas au niveau requis de précision. **Justification de l'exigence E2 :** Le coordonnateur de la fiabilité (RC) est chargé de coordonner la fiabilité des réseaux principaux des BA qui relèvent de lui. Lorsqu'un BA se trouve incapable de calculer son ACE pendant une période prolongée, il doit en informer son RC dans les 15 minutes qui suivent afin que le RC ait une connaissance suffisante des conditions du réseau pour envisager toute conséquence fortuite sur la fiabilité à l'échelle de la zone étendue.

Justification de l'exigence E3 : La fréquence est l'indicateur de base de la santé de l'Interconnexion, et un élément essentiel pour le calcul de l'ACE déclaré. S'il ne dispose pas de données suffisantes sur la fréquence, le répartiteur du BA a une connaissance imparfaite de la situation et sera incapable de prendre les bonnes décisions afin de maintenir la fiabilité du réseau.

Justification de l'exigence E4 : Pour le répartiteur, l'ACE déclaré est un élément d'information de premier plan dans ses décisions sur les manœuvres ou les instructions d'exploitation. Lorsque les données qui entrent dans le calcul de l'ACE sont incorrectes, le répartiteur doit en être alerté visuellement. Lorsqu'un répartiteur a des doutes sur la validité des données, il peut hésiter à prendre des décisions et la probabilité d'événements défavorables peut augmenter.

Justification de l'exigence E5 : L'ACE déclaré est une mesure essentielle de la contribution du BA à la fiabilité de l'Interconnexion. Comme l'ACE déclaré est un indicateur de performance du BA en matière de fiabilité dans le contexte des normes BAL-001 et BAL-002, il est essentiel que l'ACE déclaré ait une disponibilité suffisante pour assurer la fiabilité.

Justification de l'exigence E6 : L'ACE déclaré est un indicateur de performance du BA en matière de fiabilité dans le contexte des normes BAL-001 et BAL-002. Faute d'un processus permettant de remédier à des erreurs persistantes dans le calcul de l'ACE, le répartiteur peut perdre confiance dans la validité de l'ACE déclaré, d'où des décisions tardives ou incorrectes préjudiciables à la fiabilité du réseau principal.

Justification de l'exigence E7 : L'ACE déclaré est un indicateur essentiel de la contribution du BA à la fiabilité de l'Interconnexion. Une source de données commune est vitale pour assurer la cohérence du calcul de l'ACE déclaré entre différents BA. L'utilisation de sources de données différentes par les BA risque d'entraîner de la confusion, d'où des décisions tardives ou incorrectes de la part des répartiteurs.

Norme BAL-005-0.2b — Réglage automatique de la production Compléments

L'alinéa 7.1 de l'exigence E7 vise à assurer l'exactitude des mesures et des calculs pour l'ACE déclaré. Il spécifie le besoin de points de mesurage communs pour les valeurs instantanées des transits d'interconnexion en mégawatts entre les zones d'équilibrage. L'obligation de sources de données communes s'applique aussi aux valeurs instantanées des pseudo-interconnexions et des programmes dynamiques, et peut s'étendre à plus de deux BA qui participent au partage d'une ressource de production aux fins d'une régulation supplémentaire, par exemple.

L'alinéa 7.2 de l'exigence E7 vise à assurer l'exactitude des mesures et des calculs pour l'ACE déclaré. Il spécifie le besoin de points de mesurage communs afin de déterminer les cumuls horaires pour les valeurs synchronisées des transits d'interconnexion en mégawattheures établies conjointement entre zones d'équilibrage. Ces valeurs synchronisées établies conjointement sont nécessaires pour le processus d'exploitation prescrit à l'exigence E6 visant à déceler et à éliminer les erreurs dans les données d'échantillonnage qui servent au calcul de l'ACE déclaré.

A. Introduction

1. Title: Communications
2. Number: COM-001-~~2.13~~
3. Purpose: To establish Interpersonal Communication capabilities necessary to maintain reliability.
4. Applicability:

4.1. Functional Entities

- 4.1.1 Transmission Operator
 - 4.1.2 Balancing Authority
 - 4.1.3 Reliability Coordinator
 - 4.1.4 Distribution Provider
 - 4.1.5 Generator Operator
5. Effective Date: ~~The first day of the second calendar quarter beyond the date that this standard is approved by applicable regulatory authorities, or in those jurisdictions where regulatory approval is not required, the standard becomes effective on the first day of the first calendar quarter beyond the date this standard is approved by the NERC Board of Trustees, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities. See Implementation Plan.~~

B. Requirements and Measures

- R1.** Each Reliability Coordinator shall have Interpersonal Communication capability with the following entities (unless the Reliability Coordinator detects a failure of its Interpersonal Communication capability in which case Requirement R10 shall apply): [*Violation Risk Factor: High*] [*Time Horizon: Real-time Operations*]

- 1.1. All Transmission Operators and Balancing Authorities within its Reliability Coordinator Area.
- 1.2. Each adjacent Reliability Coordinator within the same Interconnection.

- M1.** Each Reliability Coordinator shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with all Transmission Operators and Balancing Authorities within its Reliability Coordinator Area and with each adjacent Reliability Coordinator within the same Interconnection, which could include, but is not limited to:

- physical assets, or
- dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R1.)

- R2.** Each Reliability Coordinator shall designate an Alternative Interpersonal Communication capability with the following entities: [*Violation Risk Factor: High*] [*Time Horizon: Real-time Operations*]
- 2.1. All Transmission Operators and Balancing Authorities within its Reliability Coordinator Area.
 - 2.2. Each adjacent Reliability Coordinator within the same Interconnection.
- M2.** Each Reliability Coordinator shall have and provide upon request evidence that it designated an Alternative Interpersonal Communication capability with all Transmission Operators and Balancing Authorities within its Reliability Coordinator Area and with each adjacent Reliability Coordinator within the same Interconnection, which could include, but is not limited to:
- physical assets, or
 - dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R2.)
- R3.** Each Transmission Operator shall have Interpersonal Communication capability with the following entities (unless the Transmission Operator detects a failure of its Interpersonal Communication capability in which case Requirement R10 shall apply): [*Violation Risk Factor: High*] [*Time Horizon: Real-time Operations*]
- 3.1. Its Reliability Coordinator.
 - 3.2. Each Balancing Authority within its Transmission Operator Area.
 - 3.3. Each Distribution Provider within its Transmission Operator Area.
 - 3.4. Each Generator Operator within its Transmission Operator Area.
 - 3.5. Each adjacent Transmission Operator synchronously connected.
 - 3.6. Each adjacent Transmission Operator asynchronously connected.
- M3.** Each Transmission Operator shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with its Reliability Coordinator, each Balancing Authority, Distribution Provider, and Generator Operator within its Transmission Operator Area, and each adjacent Transmission Operator asynchronously or synchronously connected, which could include, but is not limited to:
- physical assets, or
 - dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communication. (R3.)
- R4.** Each Transmission Operator shall designate an Alternative Interpersonal Communication capability with the following entities: [*Violation Risk Factor: High*] [*Time Horizon: Real-time Operations*]
- 4.1. Its Reliability Coordinator.

- 4.2. Each Balancing Authority within its Transmission Operator Area.
- 4.3. Each adjacent Transmission Operator synchronously connected.
- 4.4. Each adjacent Transmission Operator asynchronously connected.

M4. Each Transmission Operator shall have and provide upon request evidence that it designated an Alternative Interpersonal Communication capability with its Reliability Coordinator, each Balancing Authority within its Transmission Operator Area, and each adjacent Transmission Operator asynchronously and synchronously connected, which could include, but is not limited to:

- physical assets, or
- dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R4.)

R5. Each Balancing Authority shall have Interpersonal Communication capability with the following entities (unless the Balancing Authority detects a failure of its Interpersonal Communication capability in which case Requirement R10 shall apply): *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-time Operations]*

- 5.1. Its Reliability Coordinator.
- 5.2. Each Transmission Operator that operates Facilities within its Balancing Authority Area.
- 5.3. Each Distribution Provider within its Balancing Authority Area.
- 5.4. Each Generator Operator that operates Facilities within its Balancing Authority Area.
- 5.5. Each Adjacent Balancing Authority.

M5. Each Balancing Authority shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with its Reliability Coordinator, each Transmission Operator and Generator Operator that operates Facilities within its Balancing Authority Area, each Distribution Provider within its Balancing Authority Area, and each adjacent Balancing Authority, which could include, but is not limited to:

- physical assets, or
- dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R5.)

R6. Each Balancing Authority shall designate an Alternative Interpersonal Communication capability with the following entities: *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-time Operations]*

- 6.1. Its Reliability Coordinator.
- 6.2. Each Transmission Operator that operates Facilities within its Balancing Authority Area.

6.3. Each Adjacent Balancing Authority.

M6. Each Balancing Authority shall have and provide upon request evidence that it designated an Alternative Interpersonal Communication capability with its Reliability Coordinator, each Transmission Operator that operates Facilities within its Balancing Authority Area, and each adjacent Balancing Authority, which could include, but is not limited to:

- physical assets, or
- dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R6.)

R7. Each Distribution Provider shall have Interpersonal Communication capability with the following entities (unless the Distribution Provider detects a failure of its Interpersonal Communication capability in which case Requirement R11 shall apply): *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Real-time Operations]*

7.1. Its Balancing Authority.

7.2. Its Transmission Operator.

M7. Each Distribution Provider shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with its Transmission Operator and its Balancing Authority, which could include, but is not limited to:

- physical assets, or
- dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R7.)

R8. Each Generator Operator shall have Interpersonal Communication capability with the following entities (unless the Generator Operator detects a failure of its Interpersonal Communication capability in which case Requirement R11 shall apply): *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-time Operations]*

8.1. Its Balancing Authority.

8.2. Its Transmission Operator.

M8. Each Generator Operator shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with its Balancing Authority and its Transmission Operator, which could include, but is not limited to:

- physical assets, or
- dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R8.)

R9. Each Reliability Coordinator, Transmission Operator, and Balancing Authority shall test its Alternative Interpersonal Communication capability at least once each

calendar month. If the test is unsuccessful, the responsible entity shall initiate action to repair or designate a replacement Alternative Interpersonal Communication capability within 2 hours. *[Violation Risk Factor: Medium][Time Horizon: Real-time Operations, Same-day Operations]*

M9. Each Reliability Coordinator, Transmission Operator, and Balancing Authority shall have and provide upon request evidence that it tested, at least once each calendar month, its Alternative Interpersonal Communication capability designated in Requirements R2, R4, or R6. If the test was unsuccessful, the entity shall have and provide upon request evidence that it initiated action to repair or designated a replacement Alternative Interpersonal Communication capability within 2 hours. Evidence could include, but is not limited to: dated and time-stamped test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R9.)

R10. Each Reliability Coordinator, Transmission Operator, and Balancing Authority shall notify entities as identified in Requirements R1, R3, and R5, respectively within 60 minutes of the detection of a failure of its Interpersonal Communication capability that lasts 30 minutes or longer. *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Real-time Operations]*

M10. Each Reliability Coordinator, Transmission Operator, and Balancing Authority shall have and provide upon request evidence that it notified entities as identified in Requirements R1, R3, and R5, respectively within 60 minutes of the detection of a failure of its Interpersonal Communication capability that lasted 30 minutes or longer. Evidence could include, but is not limited to: dated and time-stamped test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R10.)

R11. Each Distribution Provider and Generator Operator that detects a failure of its Interpersonal Communication capability shall consult each entity affected by the failure, as identified in Requirement R7 for a Distribution Provider or Requirement R8 for a Generator Operator, to determine a mutually agreeable action for the restoration of its Interpersonal Communication capability. *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Real-time Operations]*

M11. Each Distribution Provider and Generator Operator that detected a failure of its Interpersonal Communication capability shall have and provide upon request evidence that it consulted with each entity affected by the failure, as identified in Requirement R7 for a Distribution Provider or Requirement R8 for a Generator Operator, to determine mutually agreeable action to restore the Interpersonal Communication capability. Evidence could include, but is not limited to: dated operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R11.)

R12. Each Reliability Coordinator, Transmission Operator, Generator Operator, and Balancing Authority shall have internal Interpersonal Communication capabilities for the exchange of information that is necessary for the Reliable Operation of the BES. [Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-time Operations]

M12. Each Reliability Coordinator, Transmission Operator, Generator Operator, and Balancing Authority shall have and provide upon request evidence that it has internal Interpersonal Communication capability, which could include, but is not limited to:

- physical assets, or
- dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, operating procedures, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications.
- Examples include, but are not limited to, between geographically separate control centers within the same functional entity, or between a control center and field switching personnel. (R12.)

R13. Each Distribution Provider shall have internal Interpersonal Communication capabilities for the exchange of information that is necessary for the Reliable Operation of the BES. [Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Real-time Operations]

M13. Each Distribution Provider shall have and provide upon request evidence that it has internal Interpersonal Communication capability, which could include, but is not limited to:

- physical assets, or
- dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, operating procedures, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications.
- Examples include, but are not limited to, between geographically separate control centers within the same functional entity, or between a control center and field switching personnel. (R13.)

C. Measures

~~M1. Each Reliability Coordinator shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with all Transmission Operators and Balancing Authorities within its Reliability Coordinator Area and with each adjacent Reliability Coordinator within the same Interconnection, which could include, but is not limited to:~~

- ~~physical assets, or~~
- ~~dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R1.)~~

~~M2. Each Reliability Coordinator shall have and provide upon request evidence that it designated an Alternative Interpersonal Communication capability with all Transmission Operators and Balancing Authorities within its Reliability Coordinator Area and with each adjacent Reliability Coordinator within the same Interconnection, which could include, but is not limited to:~~

- ~~• physical assets, or~~
- ~~• dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R2.)~~

~~M3. Each Transmission Operator shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with its Reliability Coordinator, each Balancing Authority, Distribution Provider, and Generator Operator within its Transmission Operator Area, and each adjacent Transmission Operator asynchronously or synchronously connected, which could include, but is not limited to:~~

- ~~• physical assets, or~~
- ~~• dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communication. (R3.)~~

~~M4. Each Transmission Operator shall have and provide upon request evidence that it designated an Alternative Interpersonal Communication capability with its Reliability Coordinator, each Balancing Authority within its Transmission Operator Area, and each adjacent Transmission Operator asynchronously and synchronously connected, which could include, but is not limited to:~~

- ~~• physical assets, or~~
- ~~• dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R4.)~~

~~M5. Each Balancing Authority shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with its Reliability Coordinator, each Transmission Operator and Generator Operator that operates Facilities within its Balancing Authority Area, each Distribution Provider within its Balancing Authority Area, and each adjacent Balancing Authority, which could include, but is not limited to:~~

- ~~• physical assets, or~~
- ~~• dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R5.)~~

~~M6.M1. Each Balancing Authority shall have and provide upon request evidence that it designated an Alternative Interpersonal Communication capability with its Reliability Coordinator, each Transmission Operator that operates Facilities within its Balancing Authority Area, and each adjacent Balancing Authority, which could include, but is not limited to:~~

- ~~• physical assets, or~~

- ~~dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R6.)~~

~~**M7.M1.** Each Distribution Provider shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with its Transmission Operator and its Balancing Authority, which could include, but is not limited to:~~

- ~~physical assets, or~~
- ~~dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R7.)~~

~~**M8.M1.** Each Generator Operator shall have and provide upon request evidence that it has Interpersonal Communication capability with its Balancing Authority and its Transmission Operator, which could include, but is not limited to:~~

- ~~physical assets, or~~
- ~~dated evidence, such as, equipment specifications and installation documentation, test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R8.)~~

~~**M9.M1.** Each Reliability Coordinator, Transmission Operator, and Balancing Authority shall have and provide upon request evidence that it tested, at least once each calendar month, its Alternative Interpersonal Communication capability designated in Requirements R2, R4, or R6. If the test was unsuccessful, the entity shall have and provide upon request evidence that it initiated action to repair or designated a replacement Alternative Interpersonal Communication capability within 2 hours. Evidence could include, but is not limited to: dated and time stamped test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R9.)~~

~~**M10.M1.** Each Reliability Coordinator, Transmission Operator, and Balancing Authority shall have and provide upon request evidence that it notified entities as identified in Requirements R1, R3, and R5, respectively within 60 minutes of the detection of a failure of its Interpersonal Communication capability that lasted 30 minutes or longer. Evidence could include, but is not limited to: dated and time stamped test records, operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R10.)~~

~~**M11.M1.** Each Distribution Provider and Generator Operator that detected a failure of its Interpersonal Communication capability shall have and provide upon request evidence that it consulted with each entity affected by the failure, as identified in Requirement R7 for a Distribution Provider or Requirement R8 for a Generator Operator, to determine mutually agreeable action to restore the Interpersonal Communication capability. Evidence could include, but is not limited to: dated operator logs, voice recordings, transcripts of voice recordings, or electronic communications. (R11.)~~

D.C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

~~“Compliance Enforcement Authority” or the Regional Entity, or any entity as otherwise designated by an Applicable Governmental Authority, in their respective roles of monitoring and/or enforcing compliance with mandatory and enforceable Reliability Standards in their respective jurisdictions. The Regional Entity shall serve as the Compliance Enforcement Authority (CEA) unless the applicable entity is owned, operated, or controlled by the Regional Entity. In such cases, the ERO or a Regional Entity approved by FERC or other applicable governmental authority shall serve as the CEA.~~

~~Compliance Monitoring and Enforcement Processes~~

~~Compliance Audit~~

~~Self-Certification~~

~~Spot-Checking~~

~~Compliance Investigation~~

~~Self-Reporting~~

~~Complaint~~

1.2. ~~Data-Evidence~~ Retention

~~The following evidence retention period(s) identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full-time period since the last audit.~~

~~The Reliability Coordinator, Transmission Operator, Balancing Authority, Distribution Provider, and Generator Operator applicable entity shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:~~

- ~~• The Reliability Coordinator for Requirements R1, R2, R9, and R10, Measures M1, M2, M9, and M10 shall retain written documentation for the most recent twelve calendar months and voice recordings for the most recent 90 calendar days.~~
- ~~• The Transmission Operator for Requirements R3, R4, R9, and R10, Measures M3, M4, M9, and M10 shall retain written documentation for the most recent twelve calendar months and voice recordings for the most recent 90 calendar days.~~

- The Balancing Authority for Requirements R5, R6, R9, and R10, Measures M5, M6, M9, and M10 shall retain written documentation for the most recent twelve calendar months and voice recordings for the most recent 90 calendar days.
- The Distribution Provider for Requirements R7 and R11, Measures M7 and M11 shall retain written documentation for the most recent twelve calendar months and voice recordings for the most recent 90 calendar days.
- The Generator Operator for Requirements R8 and R11, Measures M8 and M11 shall retain written documentation for the most recent twelve calendar months and voice recordings for the most recent 90 calendar days.
- Responsible entities under Requirement R12, Measure M 12 shall retain written documentation for the most recent twelve calendar months and voice recordings for the most recent 90 calendar days.
- Responsible entities under Requirement R13, Measure M 13 shall retain written documentation for the most recent twelve calendar months and voice recordings for the most recent 90 calendar days.

~~If a Reliability Coordinator, Transmission Operator, Balancing Authority, Distribution Provider, or Generator Operator is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete and approved or for the time specified above, whichever is longer.~~

~~The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.~~

1.3. Compliance Monitoring and Enforcement Program~~Additional Compliance Information~~

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Monitoring and Enforcement Program” refers to the identification of the processes that will be used to evaluate data or information for the purpose of assessing performance or outcomes with the associated Reliability Standard.

Standard COM-001-~~2.13~~ — Communications

None.

D. Violation Severity Levels

~~Violation Severity Levels~~

R#	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	N/A	N/A	The Reliability Coordinator failed to have Interpersonal Communication capability with one of the entities listed in Requirement R1, Parts 1.1 or 1.2, except when the Reliability Coordinator detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R10.	The Reliability Coordinator failed to have Interpersonal Communication capability with two or more of the entities listed in Requirement R1, Parts 1.1 or 1.2, except when the Reliability Coordinator detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R10.
R2	N/A	N/A	The Reliability Coordinator failed to designate Alternative Interpersonal Communication capability with one of the entities listed in Requirement R2, Parts 2.1 or 2.2.	The Reliability Coordinator failed to designate Alternative Interpersonal Communication capability with two or more of the entities listed in Requirement R2, Parts 2.1 or 2.2.
R3	N/A	N/A	The Transmission Operator failed to have Interpersonal Communication capability with one of the entities listed in Requirement R3, Parts 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, or 3.6, except when the Transmission Operator detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R10.	The Transmission Operator failed to have Interpersonal Communication capability with two or more of the entities listed in Requirement R3, Parts 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, or 3.6, except when the Transmission Operator detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R10.

Standard COM-001-2.13 — Communications

R#	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R4	N/A	N/A	The Transmission Operator failed to designate Alternative Interpersonal Communication capability with one of the entities listed in Requirement R4, Parts 4.1, 4.2, 4.3, or 4.4.	The Transmission Operator failed to designate Alternative Interpersonal Communication capability with two or more of the entities listed in Requirement R4, Parts 4.1, 4.2, 4.3, or 4.4.
R5	N/A	N/A	The Balancing Authority failed to have Interpersonal Communication capability with one of the entities listed in Requirement R5, Parts 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, or 5.5, except when the Balancing Authority detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R10.	The Balancing Authority failed to have Interpersonal Communication capability with two or more of the entities listed in Requirement R5, Parts 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, or 5.5, except when the Balancing Authority detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R10.
R6	N/A	N/A	The Balancing Authority failed to designate Alternative Interpersonal Communication capability with one of the entities listed in Requirement R6, Parts 6.1, 6.2, or 6.3.	The Balancing Authority failed to designate Alternative Interpersonal Communication capability with two or more of the entities listed in Requirement R6, Parts 6.1, 6.2, or 6.3.
R7	N/A	N/A	The Distribution Provider failed to have Interpersonal Communication capability with one of the entities listed in Requirement R7, Parts 7.1 or 7.2, except when the Distribution Provider detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R11.	The Distribution Provider failed to have Interpersonal Communication capability with two or more of the entities listed in Requirement R7, Parts 7.1 or 7.2, except when the Distribution Provider detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R11.

Standard COM-001-2.13 — Communications

R#	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R8	N/A	N/A	The Generator Operator failed to have Interpersonal Communication capability with one of the entities listed in Requirement R8, Parts 8.1 or 8.2, except when a Generator Operator detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R11.	The Generator Operator failed to have Interpersonal Communication capability with two or more of the entities listed in Requirement R8, Parts 8.1 or 8.2, except when a Generator Operator detected a failure of its Interpersonal Communication capability in accordance with Requirement R11.
R9	The Reliability Coordinator, Transmission Operator, or Balancing Authority tested the Alternative Interpersonal Communication capability but failed to initiate action to repair or designate a replacement Alternative Interpersonal Communication in more than 2 hours and less than or equal to 4 hours upon an unsuccessful test.	The Reliability Coordinator, Transmission Operator, or Balancing Authority tested the Alternative Interpersonal Communication capability but failed to initiate action to repair or designate a replacement Alternative Interpersonal Communication in more than 4 hours and less than or equal to 6 hours upon an unsuccessful test.	The Reliability Coordinator, Transmission Operator, or Balancing Authority tested the Alternative Interpersonal Communication capability but failed to initiate action to repair or designate a replacement Alternative Interpersonal Communication in more than 6 hours and less than or equal to 8 hours upon an unsuccessful test.	The Reliability Coordinator, Transmission Operator, or Balancing Authority failed to test the Alternative Interpersonal Communication capability once each calendar month. OR The Reliability Coordinator, Transmission Operator, or Balancing Authority tested the Alternative Interpersonal Communication capability but failed to initiate action to repair or designate a replacement Alternative Interpersonal Communication in more than 8 hours upon an unsuccessful test.
R10	The Reliability Coordinator, Transmission Operator, or Balancing Authority failed to notify the entities identified in Requirements R1, R3, and R5, respectively upon the detection of a failure of its Interpersonal Communication capability in more than 60 minutes but less than or equal to 70 minutes.	The Reliability Coordinator, Transmission Operator, or Balancing Authority failed to notify the entities identified in Requirements R1, R3, and R5, respectively upon the detection of a failure of its Interpersonal Communication capability in more than 70 minutes but less than or equal to 80 minutes.	The Reliability Coordinator, Transmission Operator, or Balancing Authority failed to notify the entities identified in Requirements R1, R3, and R5, respectively upon the detection of a failure of its Interpersonal Communication capability in more than 80 minutes but less than or equal to 90 minutes.	The Reliability Coordinator, Transmission Operator, or Balancing Authority failed to notify the entities identified in Requirements R1, R3, and R5, respectively upon the detection of a failure of its Interpersonal Communication capability in more than 90 minutes.

Standard COM-001-~~2.13~~ — Communications

R#	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R11	N/A	N/A	N/A	The Distribution Provider or Generator Operator that detected a failure of its Interpersonal Communication capability failed to consult with each entity affected by the failure, as identified in Requirement R7 for a Distribution Provider or Requirement R8 for a Generator Operator, to determine a mutually agreeable action for the restoration of the Interpersonal Communication capability.
<u>R12</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>The Reliability Coordinator, Transmission Operator, Generator Operator, or Balancing Authority failed to have internal Interpersonal Communication capability for the exchange of operating information.</u>
<u>R13</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>The Distribution Provider failed to have internal Interpersonal Communication capability for the exchange of operating information.</u>

E. Regional Differences

None identified.

F. Associated Documents

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
0	April 1, 2005	Effective Date	New
0	August 8, 2005	Removed “Proposed” from Effective Date	Errata
1	November 1, 2006	Adopted by Board of Trustees	Revised
1	April 4, 2007	Regulatory Approval — Effective Date	New
1	April 6, 2007	Requirement 1, added the word “for” between “facilities” and “the exchange.”	Errata
1.1	October 29, 2008	BOT adopted errata changes; updated version number to “1.1”	Errata
2	November 7, 2012	Adopted by Board of Trustees	Revised in accordance with SAR for Project 2006-06, Reliability Coordination (RC SDT). Replaced R1 with R1-R8; R2 replaced by R9; R3 included within new R1; R4 remains enforce pending Project 2007-02; R5 redundant with EOP-008-0, retiring R5 as redundant with EOP-008-0, R1; retiring R6, relates to ERO procedures; R10 & R11, new.
2	April 16, 2015	FERC Order issued approving COM-001-2	
2.1	August 25, 2015	Changed numbered parts under Requirement R6 to line up with the appropriate requirement.	Errata
2.1	November 13, 2015	FERC Letter Order approved errata to COM-001-2.1. Docket RD15-6-000	Errata

A. Introduction

1. **Titre :** Communications
2. **Numéro :** COM-001-~~2.13~~
3. **Objet :** Établir les capacités de *communication interpersonnelle* nécessaires pour maintenir la fiabilité.
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

- 4.1.1 *Exploitant de réseau de transport*
- 4.1.2 *Responsable de l'équilibrage*
- 4.1.3 *Coordonnateur de la fiabilité*
- 4.1.4 *Distributeur*
- 4.1.5 *Exploitant d'installation de production*

~~5. **Date d'entrée en vigueur :** Le premier jour du deuxième trimestre civil à survenir après son approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire, la norme entre 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, ou encore selon les modalités prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité du service d'électricité.~~

~~5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre~~

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec les entités indiquées ci-après (sauf si le *coordonnateur de la fiabilité* détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, auquel cas l'exigence E10 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
 - 1.1. tous les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* situés dans sa *zone de fiabilité* ;
 - 1.2. chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion*.
- ~~E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit désigner une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec les entités indiquées ci-après :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
 - 2.1. tous les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* situés dans sa *zone de fiabilité* ;
 - 2.2. chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion*.~~
- ~~E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec les entités indiquées ci-après (sauf si l'*exploitant de réseau de transport* détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, auquel cas l'exigence E10 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]~~

- ~~3.1. son coordonnateur de la fiabilité ;~~
- ~~3.2. chaque responsable de l'équilibrage situé dans sa zone d'exploitant de réseau de transport ;~~
- ~~3.3. chaque distributeur situé dans sa zone d'exploitant de réseau de transport ;~~
- ~~3.4. chaque exploitant d'installation de production situé dans sa zone d'exploitant de réseau de transport ;~~
- ~~3.5. chaque exploitant de réseau de transport adjacent raccordé de façon synchrone ;~~
- ~~3.6. chaque exploitant de réseau de transport adjacent raccordé de façon asynchrone.~~
- E4.** Chaque exploitant de réseau de transport doit désigner une capacité de communication interpersonnelle de rechange avec les entités indiquées ci-après :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
 - ~~4.1. son coordonnateur de la fiabilité ;~~
 - ~~4.2. chaque responsable de l'équilibrage situé dans sa zone d'exploitant de réseau de transport ;~~
 - ~~4.3. chaque exploitant de réseau de transport adjacent raccordé de façon synchrone ;~~
 - ~~4.4. chaque exploitant de réseau de transport adjacent raccordé de façon asynchrone.~~
- E5.** Chaque responsable de l'équilibrage doit disposer d'une capacité de communication interpersonnelle avec les entités indiquées ci-après (sauf si le responsable de l'équilibrage détecte une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle, auquel cas l'exigence E10 s'applique):
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
 - ~~5.1. son coordonnateur de la fiabilité ;~~
 - ~~5.2. chaque exploitant de réseau de transport qui exploite des installations dans sa zone d'équilibrage ;~~
 - ~~5.3. chaque distributeur situé dans sa zone d'équilibrage ;~~
 - ~~5.4. chaque exploitant d'installation de production qui exploite des installations dans sa zone d'équilibrage ;~~
 - ~~5.5. chaque responsable de l'équilibrage adjacent.~~
- E6.** Chaque responsable de l'équilibrage doit désigner une capacité de communication interpersonnelle de rechange avec les entités indiquées ci-après :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
 - ~~6.1. son coordonnateur de la fiabilité ;~~
 - ~~6.2. chaque exploitant de réseau de transport qui exploite des installations dans sa zone d'équilibrage ;~~
 - ~~6.3. chaque responsable de l'équilibrage adjacent.~~

- E7.** Chaque *distributeur* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec les entités indiquées ci-après (sauf si le *distributeur* détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, auquel cas l'exigence E11 s'applique):-
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- 7.1. son responsable de l'équilibrage ;
- 7.2. son exploitant de réseau de transport.
- E8.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit disposer d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec les entités indiquées ci-après (sauf si l'*exploitant d'installation de production* détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle*, auquel cas l'exigence E11 s'applique):-
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- 8.1. son responsable de l'équilibrage ;
- 8.2. son exploitant de réseau de transport.
- E9.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et responsable de l'équilibrage* doit mettre à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* au moins une fois par mois civil. En cas d'échec à cet essai, l'entité responsable doit entreprendre de réparer sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* ou d'en désigner une autre dans un délai de 2 heures.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel et exploitation le même jour]
- E10.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et responsable de l'équilibrage* doit aviser les entités indiquées aux exigences E1, E3 et E5 respectivement dans les 60 minutes suivant la détection d'une défaillance d'au moins 30 minutes de sa capacité de *communication interpersonnelle*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- E11.** Chaque *distributeur et exploitant d'installation de production* qui détecte une défaillance de sa capacité de *communication interpersonnelle* doit consulter chacune des entités touchées par cette défaillance (indiquées à l'exigence E7 pour un *distributeur* et à l'exigence E8 pour un *exploitant d'installation de production*) afin d'établir des mesures mutuellement acceptables pour le rétablissement de sa capacité de *communication interpersonnelle*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

G. Mesures

- M1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec tous les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* situés dans sa *zone de fiabilité* et avec chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :
- actifs matériels ; ou
 - pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E1)

- E2.** Chaque coordonnateur de la fiabilité doit désigner une capacité de communication interpersonnelle de rechange avec les entités indiquées ci-après :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- 2.1.** tous les exploitants de réseau de transport et les responsables de l'équilibrage situés dans sa zone de fiabilité ;
- 2.2.** chaque coordonnateur de la fiabilité adjacent situé dans la même Interconnexion.
- M2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec tous les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* situés dans sa *zone de fiabilité* et avec chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :
- actifs matériels ; ou
 - pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E2)
- E3.** Chaque exploitant de réseau de transport doit disposer d'une capacité de communication interpersonnelle avec les entités indiquées ci-après (sauf si l'exploitant de réseau de transport détecte une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle, auquel cas l'exigence E10 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- 3.1.** son coordonnateur de la fiabilité ;
- 3.2.** chaque responsable de l'équilibrage situé dans sa zone d'exploitant de réseau de transport ;
- 3.3.** chaque distributeur situé dans sa zone d'exploitant de réseau de transport ;
- 3.4.** chaque exploitant d'installation de production situé dans sa zone d'exploitant de réseau de transport ;
- 3.5.** chaque exploitant de réseau de transport adjacent raccordé de façon synchrone ;
- 3.6.** chaque exploitant de réseau de transport adjacent raccordé de façon asynchrone.
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, avec chaque *responsable de l'équilibrage*, *distributeur* et *exploitant d'installation de production* situé dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et avec chaque *exploitant de réseau de transport* adjacent raccordé de façon synchrone ou asynchrone. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :
- actifs matériels ; ou
 - pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E3)

E4. Chaque exploitant de réseau de transport doit désigner une capacité de communication interpersonnelle de rechange avec les entités indiquées ci-après :

[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

4.1. son coordonnateur de la fiabilité ;

4.2. chaque responsable de l'équilibrage situé dans sa zone d'exploitant de réseau de transport ;

4.3. chaque exploitant de réseau de transport adjacent raccordé de façon synchrone ;

4.4. chaque exploitant de réseau de transport adjacent raccordé de façon asynchrone.

M4. Chaque exploitant de réseau de transport doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, avec chaque *responsable de l'équilibrage* situé dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et avec chaque *exploitant de réseau de transport* adjacent raccordé de façon synchrone ou asynchrone. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E4)

E5. Chaque responsable de l'équilibrage doit disposer d'une capacité de communication interpersonnelle avec les entités indiquées ci-après (sauf si le responsable de l'équilibrage détecte une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle, auquel cas l'exigence E10 s'applique) :

[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

5.1. son coordonnateur de la fiabilité ;

5.2. chaque exploitant de réseau de transport qui exploite des installations dans sa zone d'équilibrage ;

5.3. chaque distributeur situé dans sa zone d'équilibrage ;

5.4. chaque exploitant d'installation de production qui exploite des installations dans sa zone d'équilibrage ;

5.5. chaque responsable de l'équilibrage adjacent.

M5. Chaque responsable de l'équilibrage doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, avec chaque *exploitant de réseau de transport* et *exploitant d'installation de production* qui exploite des *installations* dans sa *zone d'équilibrage*, avec chaque *distributeur* situé dans sa *zone d'équilibrage* et avec chaque *responsable de l'équilibrage* adjacent. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou

- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E5)

E6. Chaque responsable de l'équilibrage doit désigner une capacité de communication interpersonnelle de rechange avec les entités indiquées ci-après :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

6.1. son coordonnateur de la fiabilité ;

6.2. chaque exploitant de réseau de transport qui exploite des installations dans sa zone d'équilibrage ;

6.3. chaque responsable de l'équilibrage adjacent.

M6. Chaque responsable de l'équilibrage doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a désigné une capacité de *communication interpersonnelle de rechange* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, avec chaque *exploitant de réseau de transport* qui exploite des *installations* dans sa *zone d'équilibrage* et avec chaque *responsable de l'équilibrage* adjacent. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E6)

E7. Chaque distributeur doit disposer d'une capacité de communication interpersonnelle avec les entités indiquées ci-après (sauf si le distributeur détecte une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle, auquel cas l'exigence E11 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

7.1. son responsable de l'équilibrage ;

7.2. son exploitant de réseau de transport.

M7. Chaque distributeur doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec son *exploitant de réseau de transport* et son *responsable de l'équilibrage*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E7)

E8. Chaque exploitant d'installation de production doit disposer d'une capacité de communication interpersonnelle avec les entités indiquées ci-après (sauf si l'exploitant d'installation de production détecte une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle, auquel cas l'exigence E11 s'applique) :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

8.1. son responsable de l'équilibrage ;

8.2. son exploitant de réseau de transport.

M8. Chaque *exploitant d'installation de production* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de *communication interpersonnelle* avec son *responsable de l'équilibrage* et son *exploitant de réseau de transport*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :

- actifs matériels ; ou
- pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E8)

E9. Chaque *coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et responsable de l'équilibrage* doit mettre à l'essai sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* au moins une fois par mois civil. En cas d'échec à cet essai, l'entité responsable doit *entreprendre de réparer sa capacité de communication interpersonnelle de rechange* ou d'*en désigner une autre dans un délai de 2 heures*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel et exploitation le même jour]

M9. Chaque *coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à l'essai, au moins une fois par mois civil, sa capacité de *communication interpersonnelle de rechange* désignée selon les exigences E2, E4 ~~ou~~ E6 *respectivement*. En cas d'échec à cet essai, l'entité doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'elle a entrepris la réparation ou désigné une autre capacité de *communication interpersonnelle de rechange* dans un délai de 2 heures. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches d'essai horodatées, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux ou communications électroniques. (E9)

E10. Chaque *coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et responsable de l'équilibrage* doit aviser les entités indiquées aux exigences E1, E3 et E5 respectivement dans les 60 minutes suivant la détection d'une défaillance d'au moins 30 minutes de sa capacité de *communication interpersonnelle*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M10. Chaque *coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport et responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3 et E5 respectivement dans les 60 minutes suivant la détection d'une défaillance d'au moins 30 minutes de sa capacité de *communication interpersonnelle*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches d'essai horodatées, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux ou communications électroniques. (E10)

- E11.** Chaque distributeur et exploitant d'installation de production qui détecte une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle doit consulter chacune des entités touchées par cette défaillance (indiquées à l'exigence E7 pour un distributeur et à l'exigence E8 pour un exploitant d'installation de production) afin d'établir des mesures mutuellement acceptables pour le rétablissement de sa capacité de communication interpersonnelle.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M11.** Chaque distributeur et exploitant d'installation de production qui détecte une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a consulté chacune des entités touchées par cette défaillance (indiquées à l'exigence E7 pour un distributeur et à l'exigence E8 pour un exploitant d'installation de production) afin d'établir des mesures mutuellement acceptables pour le rétablissement de sa capacité de communication interpersonnelle. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux ou communications électroniques. (E11)
- E12.** Chaque coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et responsable de l'équilibrage doit disposer d'une capacité de communication interpersonnelle interne pour les échanges d'information nécessaires à l'exploitation fiable du BES. Cette exigence s'étend à la capacité de communication entre les centres de contrôle au sein de la même entité fonctionnelle ainsi qu'entre un centre de contrôle et le personnel sur le terrain.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M12.** Chaque coordonnateur de la fiabilité, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et responsable de l'équilibrage doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de communication interpersonnelle interne. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :
- actifs matériels ; ou
 - pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des procédures d'exploitation, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E12)
- E13.** Chaque distributeur doit disposer d'une capacité de communication interpersonnelle interne pour les échanges d'information nécessaires à l'exploitation fiable du BES. Cette exigence s'étend à la capacité de communication entre les centres de contrôle au sein de la même entité fonctionnelle ainsi qu'entre un centre de contrôle et le personnel sur le terrain.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M13.** Chaque distributeur doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il dispose d'une capacité de communication interpersonnelle interne. Exemples non limitatifs de pièces justificatives :
- actifs matériels ; ou
 - pièces justificatives datées, comme des fiches techniques et des documents d'installation d'équipement, des procédures d'exploitation, des fiches d'essai, des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions d'enregistrements vocaux ou des communications électroniques. (E13)

D.C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

~~L'entité régionale joue le rôle de Le « responsable des mesures pour assurer la conformité » (CEA), à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée) ou contrôlée l'entité régionale, ou toute entité désignée par l'entité régionale. Dans de tels cas, le rôle de CEA est confié à l'organisation de fiabilité du service d'électricité (ERO), à une entité régionale approuvée par la FERC ou à un autre un organisme gouvernemental pertinent.~~

1.2. ~~Processus, dans leurs rôles respectifs de surveillance et de mise en application des normes~~

~~Audits de de la conformité~~

~~Déclarations sur avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires de la conformité NERC.~~

~~Contrôles ponctuels~~

~~Enquêtes de conformité~~

~~Déclarations de non-conformité~~

~~Plaintes~~

1.3.1.2. Conservation des données-pièces justificatives

~~Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport, le responsable de l'équilibrage, le distributeur et l'exploitant d'installation de production doivent Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. 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 l'audit le plus récent.~~

~~L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant leur de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que leur son CEA leur lui demande, dans le cadre de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :~~

- ~~• Le coordonnateur de la fiabilité doit conserver, relativement aux exigences E1, E2, E9 et E10 ainsi qu'aux mesures M1, M2, M9 et M10, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.~~
- ~~• L'exploitant de réseau de transport doit conserver, relativement aux exigences E3, E4, E9 et E10 ainsi qu'aux mesures M3, M4, M9 et M10, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.~~
- ~~• Le responsable de l'équilibrage doit conserver, relativement aux exigences E5, E6, E9 et E10 ainsi qu'aux mesures M5, M6, M9 et M10, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.~~

Norme COM-001-2.1 – Communications

- Le *distributeur* doit conserver, relativement aux exigences E7 et E11 ainsi qu'aux mesures M7 et M11, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.
- L'*exploitant d'installation de production* doit conserver, relativement aux exigences E8 et E11 ainsi qu'aux mesures M8 et M11, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.

~~Si un *coordonnateur de la fiabilité*, un *exploitant de réseau de transport*, un *responsable de l'équilibrage*, un *distributeur* ou un *exploitant d'installation de production* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.~~

~~Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.~~

~~1.4. Autres informations sur la conformité~~

~~Aucune.~~

- L'entité responsable doit conserver, relativement à l'exigence E12 ainsi qu'à la mesure M12, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.
- L'entité responsable doit conserver, relativement à l'exigence E13 ainsi qu'à la mesure M13, une documentation écrite pour les 12 derniers mois civils et des enregistrements vocaux pour les 90 derniers jours civils.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité ~~(VSL)~~

Ex.		Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
Ex.	S. O.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec une des entités indiquées aux alinéas 1.1 ou 1.2 de l'exigence E1, sauf en cas de détection par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E10.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 1.1 ou 1.2 de l'exigence E1, sauf en cas de détection par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E10.
E2	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas désigné une capacité de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> avec une des entités indiquées aux alinéas 2.1 ou 2.2 de l'exigence E2.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas désigné une capacité de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 2.1 ou 2.2 de l'exigence E2.
E3	S. O.	S. O.	S. O.	L' <i>exploitant de réseau de transport</i> ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec une des entités indiquées aux alinéas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 ou 3.6 de l'exigence E3, sauf en cas de détection par l' <i>exploitant de réseau de transport</i> d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E10.	L' <i>exploitant de réseau de transport</i> ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 ou 3.6 de l'exigence E3, sauf en cas de détection par l' <i>exploitant de réseau de transport</i> d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E10.

Cellules fusionnées

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas désigné une capacité de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> avec une des entités indiquées aux alinéas 4.1, 4.2, 4.3 ou 4.4 de l'exigence E4.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas désigné une capacité de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 4.1, 4.2, 4.3 ou 4.4 de l'exigence E4.
E5	S. O.	S. O.	Le responsable de l'équilibrage ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec une des entités indiquées aux alinéas 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 ou 5.5 de l'exigence E5, sauf en cas de détection par le responsable de l'équilibrage d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E10.	Le responsable de l'équilibrage ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 ou 5.5 de l'exigence E5, sauf en cas de détection par le responsable de l'équilibrage d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E10.
E6	S. O.	S. O.	Le responsable de l'équilibrage n'a pas désigné une capacité de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> avec une des entités indiquées aux alinéas 6.1, 6.2 ou 6.3 de l'exigence E6.	Le responsable de l'équilibrage n'a pas désigné une capacité de <i>communication interpersonnelle de rechange</i> avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 6.1, 6.2 ou 6.3 de l'exigence E6.

Cellules fusionnées

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	S. O.	S. O.	Le distributeur ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec une des entités indiquées aux alinéas 7.1 ou 7.2 de l'exigence E7, sauf en cas de détection par le distributeur d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E11.	Le distributeur ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 7.1 ou 7.2 de l'exigence E7, sauf en cas de détection par le distributeur d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E11.
E8	S. O.	S. O.	L'exploitant d'installation de production ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec une des entités indiquées aux alinéas 8.1 ou 8.2 de l'exigence E8, sauf en cas de détection par l'exploitant d'installation de production d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E11.	L'exploitant d'installation de production ne disposait pas d'une capacité de <i>communication interpersonnelle</i> avec au moins deux des entités indiquées aux alinéas 8.1 ou 8.2 de l'exigence E8, sauf en cas de détection par l'exploitant d'installation de production d'une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> selon l'exigence E11.

Cellules fusionnées

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
N°	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9	<p>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage a mis à l'essai sa capacité de communication interpersonnelle de rechange, mais après un échec à cet essai, n'a pas entrepris de réparer sa capacité de communication interpersonnelle de rechange ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 2 heures et d'au plus 4 heures.</p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage a mis à l'essai sa capacité de communication interpersonnelle de rechange, mais après un échec à cet essai, n'a pas entrepris de réparer sa capacité de communication interpersonnelle de rechange ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 4 heures et d'au plus 6 heures.</p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage a mis à l'essai sa capacité de communication interpersonnelle de rechange, mais après un échec à cet essai, n'a pas entrepris de réparer sa capacité de communication interpersonnelle de rechange ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 6 heures et d'au plus 8 heures.</p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage n'a pas mis à l'essai sa capacité de communication interpersonnelle de rechange une fois par mois civil.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage a mis à l'essai sa capacité de communication interpersonnelle de rechange, mais en cas d'échec à cet essai, n'a pas entrepris de réparer sa capacité de communication interpersonnelle de rechange ou d'en désigner une autre dans un délai de plus de 8 heures.</p>
E10	<p>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage n'a pas avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement, dans un délai de plus de 60 minutes et d'au plus 70 minutes suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle <u>dans un délai de plus de 60 minutes et d'au plus 70 minutes.</u></p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage n'a pas avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement, dans un délai de plus de 70 minutes et d'au plus 80 minutes suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle <u>dans un délai de plus de 70 minutes et d'au plus 80 minutes.</u></p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage n'a pas avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement, dans un délai de plus de 80 minutes et d'au plus 90 minutes suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle <u>dans un délai de plus de 80 minutes et d'au plus 90 minutes.</u></p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport ou le responsable de l'équilibrage n'a pas avisé les entités indiquées aux exigences E1, E3, et E5 respectivement dans un délai de plus de 90 minutes suivant la détection d'une défaillance de sa capacité de communication interpersonnelle <u>dans un délai de plus de 90 minutes.</u></p>

Cellules fusionnées

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E11	S. O.	S. O.	S. O.	Le distributeur ou l'exploitant d'installation de production a détecté une défaillance de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> , mais n'a pas consulté chacune des entités touchées par cette défaillance (indiquées à l'exigence E7 pour un distributeur et à l'exigence E8 pour un exploitant d'installation de production) afin d'établir des mesures mutuellement acceptables pour le rétablissement de sa capacité de <i>communication interpersonnelle</i> .
<u>E12</u>	<u>S. O.</u>	<u>S. O.</u>	<u>S. O.</u>	<u>Le coordonnateur de la fiabilité, l'exploitant de réseau de transport, l'exploitant d'installation de production ou le responsable de l'équilibrage ne disposait pas d'une capacité de communication interpersonnelle interne pour les échanges de renseignements d'exploitation.</u>
<u>E13</u>	<u>S. O.</u>	<u>S. O.</u>	<u>S. O.</u>	<u>Le distributeur ne disposait pas d'une capacité de communication interpersonnelle interne pour les échanges de renseignements d'exploitation.</u>

Cellules fusionnées

E.D. Différences régionales

Aucune différence n'a été établie.

F.E. Documents connexes

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur.	Nouveau document
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur de la version anglaise.	Erratum
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le Conseil d'administration.	Révision
1	4 avril 2007	Approbation réglementaire – date d'entrée en vigueur	Nouveau document
1	6 avril 2007	À l'exigence 1, ajout du mot « for » entre « facilities » et « the exchange » dans la version anglaise.	Erratum
1.1	29 octobre 2008	Adoption des erratums par le Conseil d'administration de la NERC, avec changement à « 1.1 » du numéro de version.	Erratum
2	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration.	Modification selon la demande SAR du projet 2006-06, Coordination de la fiabilité (équipe de rédaction des normes de coordination de la fiabilité). Remplacement de l'exigence E1 par les exigences E1 à E8, et de l'exigence E2 par l'exigence E9 ; inclusion de l'exigence E3 dans la nouvelle exigence E1 ; l'exigence E4 reste en vigueur en attente du projet 2007-02 ; retrait de l'exigence E5, redondante avec l'exigence E1 de la norme EOP-008-0 ; retrait de l'exigence E6 en rapport avec les procédures de l'ERO ; ajout des nouvelles exigences E10 et E11.
2	16 avril 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme COM-001-2 .	

Norme COM-001-2.43 – Communications

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2.1	25 août 2015	Changement de la numérotation des sections de l'exigence E6 pour concorder avec les exigences correspondantes. <u>Changement des alinéas numérotés sous</u>	<u>Erratum 2.1</u>
2.1	13 novembre 2015	Lettre de l'ordonnance <u>Ordonnance</u> de la FERC approuvant l'erratum de <u>la version COM-001-2.1.</u>	Erratum <u>Erratum visant la correction d'erreurs de numérotation des alinéas de l'exigence E6.</u>
<u>3</u>	<u>11 août 2016</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Nouvelle version</u>
<u>3</u>	<u>28 octobre 2016</u>	<u>Ordonnance de la FERC approuvant la version COM-001-3 (dossier RD16-9-000).</u>	

Justification

Justification de l'exigence E12

Dans cette exigence, l'accent est mis sur la capacité dont l'entité doit disposer pour les échanges d'information nécessaires à l'exploitation fiable du BES. L'entité doit avoir la capacité de communiquer à l'interne par « tout moyen de communication par lequel au moins deux personnes peuvent interagir, se consulter ou échanger de l'information ». La norme ne donne pas de précisions sur le type de capacité (équipement ou logiciels, etc.) ; il revient à l'entité de déterminer le type de capacité approprié. L'entité doit toutefois avoir la capacité d'échanger de l'information chaque fois que les communications interpersonnelles internes peuvent influencer directement sur l'exploitation du BES. Ainsi, les centres de contrôle de l'entité fonctionnelle visée doivent avoir la capacité d'échanger à l'interne de l'information entre eux ; c'est le cas, par exemple, pour un TOP qui comporte plusieurs centres de contrôle dispersés géographiquement. La capacité de communication peut être réalisée par tout moyen qui permet une communication interpersonnelle, par exemple une ligne téléphonique terrestre, la téléphonie cellulaire, la téléphonie VoIP (voix sur IP), la téléphonie par satellite, les radiocommunications ou le courrier électronique. En outre, les entités visées doivent avoir une capacité d'échange d'information entre tout centre de contrôle et le personnel sur le terrain : par exemple, un répartiteur d'un TOP qui demande au personnel sur le terrain d'exécuter une activité liée à la fiabilité, comme une manœuvre visant des installations.

Dans le cadre des activités normales d'un centre de contrôle, les répartiteurs qui y travaillent communiquent entre eux selon les besoins pour assurer la fiabilité du BES, notamment par des échanges en personne. Ces communications internes ont lieu à tout moment au cours des activités d'exploitation. Sans exclure les communications de ce type, cette exigence porte essentiellement sur la capacité d'une entité d'assurer les communications à l'interne dans les cas où des échanges en personne ne sont pas possibles.

Justification de l'exigence E13

Dans cette exigence, le terme « centre de contrôle » est utilisé sans italiques parce qu'il ne renvoie pas à la définition de ce terme dans le glossaire de la NERC. En effet, le distributeur ne fait pas partie des entités citées dans cette définition, qui se lit comme suit : « Une ou plusieurs installations (y compris les centres informatiques connexes) qui hébergent un personnel d'exploitation qui surveille et contrôle le système de production-transport d'électricité (BES) en temps réel afin d'assurer les tâches de fiabilité de : 1) un coordonnateur de la fiabilité ; 2) un responsable de l'équilibrage ; 3) un exploitant de réseau de transport pour des installations de transport à deux endroits ou plus ; 4) un exploitant d'installation de production pour des installations de production à deux endroits ou plus. » Dans cette exigence, « centre de contrôle » désigne les installations du distributeur qui hébergent un personnel d'exploitation assurant les fonctions opérationnelles du distributeur qui sont nécessaires à l'exploitation fiable du BES ; ces installations sont souvent désignées par les termes « centre d'exploitation de distribution » ou « centre de distribution ». Comme exemples de distributeurs qui échangent de l'information nécessaire à l'exploitation fiable du BES, on peut citer les distributeurs qui participent à des plans de remise en charge, à des plans de délestage de charge, à des reconfigurations charge et à des plans de réglage de tension. Le distributeur doit avoir la capacité d'échanger de l'information chaque fois que les communications interpersonnelles internes peuvent influencer directement sur l'exploitation du BES. Par conséquent, le distributeur doit avoir la capacité d'échanger de l'information entre les centres de contrôle selon les besoins. Par exemple, un distributeur ayant plusieurs centres de contrôle dispersés géographiquement, entre lesquels des échanges en personne ne sont pas possibles, doit avoir une capacité de communication à l'interne pour ceux-ci.

A. Introduction

1. **Title:** Facility Interconnection Requirements
 2. **Number:** FAC-001-~~23~~
 3. **Purpose:** To avoid adverse impacts on the reliability of the Bulk Electric System, Transmission Owners and applicable Generator Owners must document and make Facility interconnection requirements available so that entities seeking to interconnect will have the necessary information.
 4. **Applicability:**
 - 4.1. **Functional Entities:**
 - 4.1.1 Transmission Owner
 - 4.1.2 Applicable Generator Owner
 - 4.1.2.1 ~~4.1.2.1~~ Generator Owner with a fully executed Agreement to conduct a study on the reliability impact of interconnecting a third party Facility to the Generator Owner's existing Facility that is used to interconnect to the Transmission system.
- ~~1. **Effective Date:** The standard shall become effective on the first day of the first calendar quarter that is one year after the date that this standard is approved by an applicable governmental authority or as otherwise provided for in a jurisdiction where approval by an applicable governmental authority is required for a standard to go into effect. Where approval by an applicable governmental authority is not required, the standard shall become effective on the first day of the first calendar quarter that is one year after the date this standard is adopted by the NERC Board of Trustees or as otherwise provided for in that jurisdiction.~~
5. **Effective Date:** See Implementation Plan for FAC-001-3.

B. Requirements and Measures

- R1. ~~R1.~~ Each Transmission Owner shall document Facility interconnection requirements, update them as needed, and make them available upon request. Each Transmission Owner's Facility interconnection requirements shall address interconnection requirements for: *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long-term Planning]*
 - 1.1. generation Facilities;
 - 1.2. transmission Facilities; and
 - 1.3. end-user Facilities.
- M1. ~~M1.~~ Each Transmission Owner shall have evidence (such as dated, documented Facility interconnection requirements) that it met all requirements in Requirement R1.
- R2. Each applicable Generator Owner shall document Facility interconnection requirements and make them available upon request within 45 calendar days of full execution of an Agreement to conduct a study on the reliability impact of interconnecting a third party Facility to the Generator Owner's existing Facility that is used to interconnect to the Transmission system. *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long-term Planning]*

FAC-001-2 — Facility Interconnection Requirements

- M2.** Each applicable Generator Owner shall have evidence (such as dated, documented Facility interconnection requirements) that it met all requirements in Requirement R2.

Rationale for Requirement R3.3: Consistent with the Functional Model, there cannot be an assumption that the entity owning the transmission will be the same entity providing the BA function. It is the responsibility of the party interconnecting to make appropriate arrangements with a Balancing Authority to ensure its Facilities are within the BA's metered boundaries, which also serves to facilitate the process of the coordination between the two entities that will be required under numerous other standards upon the start of operation. Under 3.3, the Transmission Owner is responsible for confirming that the party interconnecting has made appropriate provisions with a Balancing Authority to operate within its metered boundaries.

- R3.** Each Transmission Owner shall address the following items in its Facility interconnection requirements: *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long--Term Planning]*
- 3.1.** Procedures for coordinated studies of new or materially modified existing interconnections and their impacts on affected system(s).
 - 3.2.** Procedures for notifying those responsible for the reliability of affected system(s) of new or materially modified existing interconnections.
 - 3.3. M3.—**Procedures for confirming with those responsible for the reliability of affected systems that new or materially modified Facilities are within a Balancing Authority Area's metered boundaries.

- M3.** Each Transmission Owner shall have evidence (such as dated, documented Facility interconnection requirements addressing the procedures) that it met all requirements in Requirement R3.

~~R4.—~~

Rationale for Requirement R4.3: Consistent with the Functional Model, there cannot be an assumption that the entity owning the generation will be the same entity providing the BA function. It is the responsibility of the party interconnecting to make appropriate arrangements with a Balancing Authority to ensure its Facilities are within the BA's metered boundaries, which also serves to facilitate the process of the coordination between the two entities that will be required under numerous other standards upon the start of operation. Under 4.3, the Generator Owner is responsible for confirming that the party interconnecting has made appropriate provisions with a Balancing Authority to operate within its metered boundaries.

- R4.** Each applicable Generator Owner shall address the following items in its Facility interconnection requirements: *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long-Term Planning]*
- 4.1.** Procedures for coordinated studies of new interconnections and their impacts on affected system(s).

FAC-001-2 — Facility Interconnection Requirements

4.2. Procedures for notifying those responsible for the reliability of affected system(s) of new interconnections.

4.3. ~~M4.~~ Procedures for confirming with those responsible for the reliability of affected systems that new or materially modified Facilities are within a Balancing Authority Area's metered boundaries.

M4. Each applicable Generator Owner shall have evidence (such as dated, documented Facility interconnection requirements addressing the procedures) that it met all requirements in Requirement R4.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

As defined in the NERC Rules of Procedure, "Compliance Enforcement Authority" (CEA) means NERC or the Regional Entity in their respective roles of monitoring and enforcing compliance with the NERC Reliability Standards.

1.2. Evidence Retention

The following evidence retention periods identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the CEA may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

The applicable Functional Entity shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its CEA to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:

The responsible entities shall retain documentation as evidence for three years.

If a responsible entity is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete and approved or for the time specified above, whichever is longer.

The CEA shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

1.3. Compliance Monitoring and Assessment Processes:

Compliance Audit

Self-Certification

Spot Check

Compliance Investigation

Self-Reporting

Complaint

1.4. Additional Compliance Information

None

Table of Compliance Elements

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	Long-term Planning	Lower	N/A	<p>The Transmission Owner documented Facility interconnection requirements and updated them as needed, but failed to make them available upon request.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner documented Facility interconnection requirements and made them available upon request, but failed to update them as needed.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner documented Facility interconnection requirements, updated them as needed, and made them available</p>	<p>The Transmission Owner documented Facility interconnection requirements, but failed to update them as needed and failed to make them available upon request.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Owner documented Facility interconnection requirements, updated them as needed, and made them available upon request, but failed to address interconnection requirements for two of the Facilities as specified in R1, Parts 1.1, 1.2, or 1.3.</p>	<p>The Transmission Owner did not document Facility interconnection requirements.</p>

				upon request, but failed to address interconnection requirements for one of the Facilities as specified in R1, Parts 1.1, 1.2, or 1.3.		
R2	Long-term Planning	Lower	The applicable Generator Owner failed to document Facility interconnection requirements and make them available upon request until more than 45 calendar days but less than or equal to 60 calendar days after full execution of an Agreement to conduct a study on the reliability impact of interconnecting a third party Facility to the Generator Owner’s existing Facility that is used to interconnect to the Transmission system.	The applicable Generator Owner failed to document Facility interconnection requirements and make them available upon request until more than 60 calendar days but less than or equal to 70 calendar days after full execution of an Agreement to conduct a study on the reliability impact of interconnecting a third party Facility to the Generator Owner’s existing Facility that is used to interconnect to the Transmission system.	The applicable Generator Owner failed to document Facility interconnection requirements and make them available upon request until more than 70 calendar days but less than or equal to 80 calendar days after full execution of an Agreement to conduct a study on the reliability impact of interconnecting a third party Facility to the Generator Owner’s existing Facility that is used to interconnect to the Transmission system.	The applicable Generator Owner failed to document Facility interconnection requirements and make them available upon request until more than 80 calendar days after full execution of an Agreement to conduct a study on the reliability impact of interconnecting a third party Facility to the Generator Owner’s existing Facility that is used to interconnect to the Transmission system.

FAC-001-3 — Facility Interconnection Requirements

R3	Long-term Planning	Lower	N/A	N/A The Transmission Owner failed to address one part of Requirement R3 Part 3.1 through Part 3.3.	The Transmission Owner addressed either failed to address two parts of Requirement R3, Part 3.1 or through Part 3.2 in its Facility interconnection requirements, but did not address both.3.	The Transmission Owner addressed neither failed to address Requirement R3, Part 3.1 nor through Part 3.2 in its Facility interconnection requirements.3.
R4	Long-term Planning	Lower	N/A	N/A The Generator Owner failed to address one part of Requirement R4 Part 4.1 through Part 4.3.	The applicable Generator Owner addressed either failed to address two parts of Requirement R4, Part 4.1 or through Part 4.2 in its Facility interconnection requirements, but did not address both.3.	The applicable Generator Owner addressed neither failed to address Requirement R4, Part 4.1 nor through Part 4.2 in its Facility interconnection requirements.3.

D. Regional Variances

None.

E. Interpretations

None.

F. Associated Documents

None.

Guidelines and Technical Basis

Entities should have documentation to support the technical rationale for determining whether an existing interconnection was “materially modified.” Recognizing that what constitutes a “material modification” will vary from entity to entity, the intent is for this determination to be based on engineering judgment.

Requirement R3:

Originally the Parts of R3, with the exception of the first two bullets, which were added by the Project 2010-02 drafting team, this list has been moved to the Guidelines and Technical Basis section to provide entities with the flexibility to determine the Facility interconnection requirements that are technically appropriate for their respective Facilities. Including them as Parts of R3 was deemed too prescriptive, as frequently some items in the list do not apply to all applicable entities – and some applicable entities will have requirements that are not included in this list.

Each Transmission Owner and applicable Generator Owner should consider the following items in the development of Facility interconnection requirements:

- Procedures for requesting a new Facility interconnection or material modification to an existing interconnection
- Data required to properly study the interconnection
- Voltage level and MW and MVAR capacity or demand at the point of interconnection
- Breaker duty and surge protection
- System protection and coordination
- Metering and telecommunications
- Grounding and safety issues
- Insulation and insulation coordination
- Voltage, Reactive Power (including specifications for minimum static and dynamic reactive power requirements), and power factor control
- Power quality impacts
- Equipment ratings
- Synchronizing of Facilities
- Maintenance coordination
- Operational issues (abnormal frequency and voltages)
- Inspection requirements for new or materially modified existing interconnections
- Communications and procedures during normal and emergency operating conditions

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
0	April 1, 2005	Effective Date	New
1		Added requirements for Generator Owner and brought overall standard format up to date.	Revision under Project 2010-07
1	February 9, 2012	Adopted by the Board of Trustees	
1	September 19, 2013	A FERC order was issued on September 19, 2013, approving FAC-001-1. This standard became enforceable on November 25, 2013 for Transmission Owners. For Generator Owners, the standard becomes enforceable on January 1, 2015.	
2		Revisions to implement the recommendations of the FAC Five-Year Review Team.	Revision under Project 2010-02
2	August 14, 2014	Adopted by the Board of Trustees	
2	November 6, 2014	FERC letter order issued approving FAC-001-2.	

A. Introduction

1. **Titre :** Exigences relatives au raccordement des installations
2. **Numéro :** FAC-001-~~23~~
3. **Objet :** Afin d'éviter tout effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*, les *propriétaires d'installation de transport* ainsi que les *propriétaires d'installation de production* visés doivent documenter et rendre disponibles leurs exigences relatives au raccordement des *installations* afin que les entités qui souhaitent réaliser des raccordements disposent de l'information appropriée.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production visé*
 - 4.1.2.1 *Propriétaire d'installation de production* qui, en vertu d'une entente en vigueur, doit effectuer une étude d'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à sa propre *installation* existante qui sert au raccordement au réseau de *transport*.
- ~~5. **Date d'entrée en vigueur :** La norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'adoption de la norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.~~
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme FAC-001-3.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit documenter ses exigences relatives au raccordement des *installations*, les mettre à jour au besoin et les fournir sur demande. Les exigences relatives au raccordement des *installations* de chaque *propriétaire d'installation de transport* doivent porter sur le raccordement des *installations* suivantes :
[Facteur de risque (~~VRF~~)de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]
 - 1.1. *installations* de production ;
 - 1.2. *installations* de transport ;
 - 1.3. *installations* de distribution et de consommation.
- M1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant ses exigences relatives au raccordement des *installations*) attestant son entière conformité à l'exigence E1.
- E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit documenter ses exigences relatives au raccordement des *installations* et les fournir sur demande dans les 45 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une *installation* d'un tiers à l'*installation* existante du *propriétaire d'installation de production* qui sert au raccordement au réseau de *transport*.
[Facteur de risque de ~~la non-conformité~~(~~VRF~~) : faible] [Horizon : planification à long terme]

- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant ses exigences relatives au raccordement des *installations*) attestant son entière conformité à l'exigence E2.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit préciser les éléments suivants dans ses exigences relatives au raccordement des *installations* :
[Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité-(VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 3.1.** procédures encadrant des études coordonnées sur de nouveaux raccordements ou la modification substantielle d'*installations* déjà raccordées ainsi que leur impact sur le ou les réseaux touchés ;
- 3.2.** procédures de notification des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés par les nouveaux raccordements ou la modification substantielle d'*installations* déjà raccordées- ;
- 3.3.** procédures permettant de confirmer auprès des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés que les *installations* de transport nouvelles ou modifiées substantiellement sont situées dans le périmètre de comptage d'une zone d'équilibrage.
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant les exigences relatives au raccordement des *installations* ainsi que les procédures) attestant son entière conformité à l'exigence E3.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit préciser les éléments suivants dans ses exigences relatives au raccordement des *installations* :
[Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité-(VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 4.1.** procédures encadrant des études coordonnées sur de nouveaux raccordements et leur impact sur le ou les réseaux touchés ;
- 4.2.** procédures de notification des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés par les nouveaux raccordements- ;
- 4.3.** procédures permettant de confirmer auprès des responsables de la fiabilité du ou des réseaux touchés que les *installations* de production nouvelles ou modifiées substantiellement sont situées dans le périmètre de comptage d'une zone d'équilibrage.
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit détenir les pièces justificatives (par exemple un document daté énonçant les exigences relatives au raccordement des *installations* ainsi que les procédures) attestant son entière conformité à l'exigence E4.

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 des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux 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 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 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 l'audit le plus récent.

~~Le propriétaire d'installation de transport et le propriétaire d'installation de production visé doivent~~ L'entité fonctionnelle visée doit conserver les données ou éléments de pièce justificative de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que le *responsable de la surveillance de la conformité* leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Les entités responsables doivent conserver les pièces justificatives documentaires pendant trois ans.

Si une entité responsable est jugée non conforme à une exigence, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

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

~~Audit~~ Audits de conformité

~~Déclaration~~ Déclarations sur la conformité

~~Contrôle ponctuel~~

~~Enquête~~ Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

~~Déclaration~~ Déclarations de non-conformité

Plainte

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

E# Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E1	Planification à long terme	Faible	S. O.	<p>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a mises à jour au besoin, mais ne les a pas fournies sur demande.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a fournies sur demande, mais ne les a pas mises à jour au besoin.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations, les a mises à jour au besoin et les a fournies sur demande, mais ses exigences omettent un des éléments spécifiés aux alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations, mais ne les a pas mises à jour au besoin et ne les a pas fournies sur demande.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations, les a mises à jour au besoin et les a fournies sur demande, mais ses exigences omettent deux des éléments spécifiés aux alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport n'a pas documenté ses exigences relatives au raccordement des installations.</p>

FAC-001-2 – Exigences relatives au raccordement des installations

E# Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E2	Planification à long-terme	Faible	Le propriétaire d'installation de production visé a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a fournies sur demande, mais dans un délai de plus de 45 jours civils et d'au plus 60 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une installation d'un tiers à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui sert au raccordement au réseau de transport.	Le propriétaire d'installation de production visé a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a fournies sur demande, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une installation d'un tiers à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui sert au raccordement au réseau de transport.	Le propriétaire d'installation de production visé a documenté ses exigences relatives au raccordement des installations et les a fournies sur demande, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact que pourrait avoir sur la fiabilité du raccordement d'une installation d'un tiers à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui sert au raccordement au réseau de transport.	Le propriétaire d'installation de production visé n'a pas documenté et fourni sur demande ses exigences relatives au raccordement des installations dans un délai de 80 jours civils suivant l'entrée en vigueur d'une entente portant sur une étude de l'impact sur la fiabilité du raccordement d'une installation d'un tiers à l'installation existante du propriétaire d'installation de production qui sert au raccordement au réseau de transport.
E3	Planification à long terme	Faible	S. O.	S. O. <u>Le propriétaire d'installation de transport a omis un des éléments spécifiés aux alinéas 3.1 à 3.3 de l'exigence E3.</u>	Le propriétaire d'installation de transport a omis un deux des éléments spécifiés aux alinéas 3.1 et à 3.23 de l'exigence E3 dans ses exigences relatives au raccordement des installations.	Le propriétaire d'installation de transport a omis tous les deux éléments spécifiés aux alinéas 3.1 et à 3.23 de l'exigence E3 dans ses exigences relatives au raccordement des installations.

FAC-001-2 – Exigences relatives au raccordement des installations

E# Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E4	Planification à long terme	Faible	S. O.	S. O. <u>Le propriétaire d'installation de production visé a omis un des éléments spécifiés aux alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4.</u>	Le propriétaire d'installation de production visé a omis un deux des éléments spécifiés aux alinéas 4.1 et à 4.23 de l'exigence E4 dans ses exigences relatives au raccordement des installations.	Le propriétaire d'installation de production visé a omis deux tous les deux éléments spécifiés aux alinéas 4.1 et à 4.23 de l'exigence E4 dans ses exigences relatives au raccordement des installations.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

FAC-001-2 – Exigences relatives au raccordement des installations

Historique des versions

<u>Version</u>	<u>Date</u>	<u>Intervention</u>	<u>Suivi des modifications</u>
<u>0</u>	<u>1^{er} avril 2005</u>	<u>Entrée en vigueur.</u>	<u>Nouvelle norme</u>
<u>1</u>		<u>Ajout d'exigences visant les <i>propriétaires d'installation de production</i> et mise à niveau générale du format de la norme.</u>	<u>Révision dans le cadre du projet 2010-07</u>
<u>1</u>	<u>9 février 2012</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.</u>	
<u>1</u>	<u>19 septembre 2013</u>	<u>Ratification de la norme FAC-001-1 par une ordonnance de la FERC du 19 septembre 2013. Cette norme entrera en vigueur le 25 novembre 2013 pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i>, et le 1^{er} janvier 2015 pour les <i>propriétaires d'installation de production</i>.</u>	
<u>2</u>		<u>Révisions selon les recommandations du groupe FAC Five-Year Review Team.</u>	<u>Révision dans le cadre du projet 2010-02</u>
<u>2</u>	<u>14 août 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.</u>	
<u>2</u>	<u>6 novembre 2014</u>	<u>Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme FAC-001-2.</u>	
<u>3</u>	<u>11 février 2016</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.</u>	<u>Transfert de l'exigence E1 de la norme BAL-005-0.2b vers les exigences E3 et E4 de la norme FAC-001-3.</u>
<u>3</u>	<u>20 septembre 2017</u>	<u>Ratification de la norme FAC-001-3 par l'ordonnance 836 de la FERC.</u>	

Principes directeurs et fondements techniques

La décision d'une entité de considérer que des installations déjà raccordées ont subi ou non une « modification substantielle » doit être étayée techniquement et documentée. Étant donné que ce qui constitue une « modification substantielle » peut varier d'une entité à l'autre, il est entendu que cette détermination doit reposer sur le bon jugement technique.

Exigence E3-:

Les éléments de l'alinéa 3.1 de la version précédente de la norme (à l'exception des deux premiers points, ajoutés par l'équipe de rédaction du projet 2010-02) ont été transférés à la section **Éclaircissements et commentaires Principes directeurs et fondements** techniques afin de laisser aux entités la latitude voulue pour déterminer les exigences relatives au raccordement qui sont techniquement pertinentes à leurs *installations* respectives. La présence de ces éléments parmi les alinéas **des exigences de l'exigence E3 et E4** aurait eu un effet trop prescriptif, car souvent certains éléments de cette liste ne s'appliquent pas à toutes les entités visées ; en outre, certaines entités visées auront des exigences qui ne figurent pas dans cette liste.

Chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *propriétaire d'installation de production* visé doivent envisager d'intégrer les éléments suivants à leurs exigences relatives au raccordement des *installations* :

- procédures de demande de raccordement d'une nouvelle *installation* ou de modification substantielle d'une *installation* déjà raccordée ;
- données nécessaires pour une étude adéquate de l'*installation* à raccorder ou à modifier ;
- niveau de tension et capacité ou demande en puissance active et réactive au point de raccordement ;
- contraintes imposées aux disjoncteurs et protection contre les surtensions transitoires rapides ;
- protection et coordination des protections du réseau ;
- mesurage et télécommunications ;
- mise à la terre et sécurité publique ;
- isolement et coordination de l'isolement ;
- contrôle de la tension, de la *puissance réactive* (y compris les exigences minimales des dispositifs de réglage statique ou dynamique) et du facteur de puissance ;
- incidences sur la qualité de l'onde électrique ;
- caractéristiques nominales des équipements ;
- synchronisation des *installations* ;
- coordination de la maintenance ;
- problèmes d'exploitation (fréquence et tensions anormales) ;
- exigences relatives à l'inspection des *installations* nouvelles ou modifiées substantiellement ;
- communications et procédures en conditions d'exploitation normales et d'urgence.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur.	Nouvelle norme
1		Ajout d'exigences visant les propriétaires d'installation de production et mise à niveau générale du format de la norme.	Révision dans le cadre du projet 2010-07
1	9 février 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
1	19 septembre 2013	Ratification de la norme FAC-001-1 par une ordonnance de la FERC du 19 septembre 2013. Cette norme entrera en vigueur le 25 novembre 2013 pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i> , et le 1 ^{er} janvier 2015 pour les <i>propriétaires d'installation de production</i> .	
2		Révisions selon les recommandations du groupe FAC Five-Year Review Team.	Révision dans le cadre du projet 2010-02
2	14 août 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	
2	6 novembre 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme FAC-001-2.	

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 E3.3 : Si l'on se réfère au modèle fonctionnel, on ne peut pas supposer que l'entité qui possède l'installation de transport sera aussi celle qui assume la fonction de *responsable de l'équilibrage*. Il incombe à l'entité qui effectue un raccordement de prendre les dispositions appropriées avec un *responsable de l'équilibrage* afin de s'assurer que ses *installations* sont situées dans le périmètre de comptage de la *zone d'équilibrage*, ce qui servira aussi à faciliter la coordination entre ces deux entités qui sera nécessaire en vertu de plusieurs autres normes à la mise en exploitation. Selon l'alinéa 3.3, il incombe au *propriétaire d'installation de transport* de confirmer que l'entité qui effectue un *raccordement* a pris les dispositions appropriées avec un *responsable de l'équilibrage* afin que ses *installations* soient exploitées à l'intérieur du périmètre de comptage.

Justification de l'exigence E4.3 : Si l'on se réfère au modèle fonctionnel, on ne peut pas supposer que l'entité qui possède l'installation de production sera aussi celle qui assume la fonction de *responsable de l'équilibrage*. Il incombe à l'entité qui effectue un raccordement de prendre les dispositions appropriées avec un *responsable de l'équilibrage* afin de s'assurer que ses *installations* sont situées dans le périmètre de comptage de la *zone d'équilibrage*, ce qui servira aussi à faciliter la coordination entre ces deux entités qui sera nécessaire en vertu de plusieurs autres normes à la mise en exploitation. Selon l'alinéa 4.3, il incombe au *propriétaire d'installation de production* de confirmer que l'entité qui effectue un *raccordement* a pris les dispositions appropriées avec un *responsable de l'équilibrage* afin que ses *installations* soient exploitées à l'intérieur du périmètre de comptage.

Effective Dates

There are two effective dates associated with this standard.

The first effective date allows Generator Owners time to develop documented maintenance strategies or procedures or processes or specifications as outlined in Requirement R3.

In those jurisdictions where regulatory approval is required, Requirement R3 applied to the Generator Owner becomes effective on the first calendar day of the first calendar quarter one year after the date of the order approving the standard from applicable regulatory authorities where such explicit approval for all requirements is required. In those jurisdictions where no regulatory approval is required, Requirement R3 becomes effective on the first day of the first calendar quarter one year following Board of Trustees' adoption or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.

The second effective date allows entities time to comply with Requirements R1, R2, R4, R5, R6, and R7.

In those jurisdictions where regulatory approval is required, Requirements R1, R2, R4, R5, R6, and R7 applied to the Generator Owner become effective on the first calendar day of the first calendar quarter two years after the date of the order approving the standard from applicable regulatory authorities where such explicit approval for all requirements is required. In those jurisdictions where no regulatory approval is required, Requirements R1, R2, R4, R5, R6, and R7 become effective on the first day of the first calendar quarter two years following Board of Trustees' adoption or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities.

Effective dates for individual lines when they undergo specific transition cases:

Style Definition: Normal: Space After: 6 pt

Style Definition: Heading 1: Font: (Default) Arial, 16 pt, Bold, Font color: Auto, Not Shadow, Kern at 16 pt, Space Before: 12 pt, After: 3 pt, Keep with next

Style Definition ...

Style Definition ...

Style Definition ...

Style Definition ...

Style Definition ...

Style Definition ...

Style Definition: Section

Style Definition ...

Style Definition: Body Indent 2: Space Before: 0 pt

Style Definition ...

Style Definition: TOC 1

Style Definition ...

Style Definition: Body Text 3

Style Definition: Hyperlink: Font color: Hyperlink

Style Definition: TOC 2

Style Definition: Side Bar Heading

Style Definition: Report Title

Style Definition: Alternative Figure Reference

Style Definition: TOC 3

Style Definition: Body Text Indent 2

Style Definition: Body Text

Style Definition: Endnote Text

Style Definition: Subtitle

Style Definition: Emphasis

Style Definition: Strong

Formatted: Font: Not Bold

FAC-003-3 — Transmission Vegetation Management

- ~~1. A line operated below 200kV, designated by the Planning Coordinator as an element of an Interconnection Reliability Operating Limit (IROL) or designated by the Western Electricity Coordinating Council (WECC) as an element of a Major WECC Transfer Path, becomes subject to this standard the latter of: 1) 12 months after the date the Planning Coordinator or WECC initially designates the line as being an element of an IROL or an element of a Major WECC Transfer Path, or 2) January 1 of the planning year when the line is forecast to become an element of an IROL or an element of a Major WECC Transfer Path.~~

- ~~— A line operated below 200 kV currently subject to this standard as a designated element of an IROL or a Major WECC Transfer Path which has a specified date for the removal of such designation will no longer be subject to this standard effective on that specified date.~~

- ~~2. A line operated at 200 kV or above, currently subject to this standard which is a designated element of an IROL or a Major WECC Transfer Path and which has a specified date for the removal of such designation will be subject to Requirement R2 and no longer be subject to Requirement R1 effective on that specified date.~~

- ~~2. An existing transmission line operated at 200kV or higher which is newly acquired by an asset owner and which was not previously subject to this standard becomes subject to this standard 12 months after the acquisition date.~~

- ~~2. An existing transmission line operated below 200kV which is newly acquired by an asset owner and which was not previously subject to this standard becomes subject to this standard 12 months after the acquisition date of the line if at the time of acquisition the line is designated by the Planning Coordinator as an element of an IROL or by WECC as an element of a Major WECC Transfer Path.~~

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Standard Development Timeline

This section is maintained by the drafting team during the development of the standard and will be removed when the standard becomes effective.

Description of Current Draft

<u>Completed Actions</u>	<u>Date</u>
<u>Standards Committee approved Standard Authorization Request (SAR) for posting</u>	<u>August 19, 2015</u>
<u>SAR posted for comment</u>	<u>August 24, 2015</u>
<u>45-day formal comment period with ballot</u>	<u>October 30, 2015</u>

<u>Anticipated Actions</u>	<u>Date</u>
<u>10-day final ballot</u>	<u>January 2016</u>
<u>NERC Board (Board) adoption</u>	<u>February 2016</u>

Formatted: Tab stops: 0.55", Left + 6.44", Centered + 9", Right

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

Formatted: Font: +Body (Calibri)

When this standard receives Board adoption, the rationale boxes will be moved to the Supplemental Material Section of the standard.

A. Introduction

1. **Title:** Transmission Vegetation Management

2. **Number:** FAC-003-34

3. **Purpose:** To maintain a reliable electric transmission system by using a defense-in-depth strategy to manage vegetation located on transmission rights of way (ROW) and minimize encroachments from vegetation located adjacent to the ROW, thus preventing the risk of those vegetation-related outages that could lead to Cascading.

4. **Applicability:**

4.3.4.1. Functional Entities:

4.3.1.4.1.1. Applicable Transmission Owners

4.1.1.1. ~~4.1.1.1~~ Transmission Owners that own Transmission Facilities defined in 4.2.

4.1.2. ~~4.1.2~~ Applicable Generator Owners

4.1.2.1. ~~4.1.2.1~~ Generator Owners that own generation Facilities defined in 4.3.

4.4.4.2. Transmission Facilities: Defined below (referred to as “applicable lines”), including but not limited to those that cross lands owned by federal¹, state, provincial, public, private, or tribal entities:

4.2.1. ~~4.2.1~~ Each overhead transmission line operated at 200kV or higher.

4.2.2. ~~4.2.2~~ Each overhead transmission line operated below 200kV identified as an element of an IROL under NERC Standard FAC-014 by the Planning Coordinator.

4.2.3. ~~4.2.3~~ Each overhead transmission line operated below 200 kV identified as an element of a Major WECC Transfer Path in the Bulk Electric System by WECC.

4.2.4. ~~4.2.4~~ Each overhead transmission line identified above (4.2.1 through 4.2.3) located outside the fenced area of the switchyard, station or

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold

Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, No bullets or numbering

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold

Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt, No bullets or numbering

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt

Formatted: Indent: Left: 0.69", Hanging: 0.31", Space Before: 6 pt, After: 0 pt, Outline numbered + Level: 2 + Numbering Style: 1, 2, 3, ... + Start at: 1 + Alignment: Left + Aligned at: 0.81" + Tab after: 1.16" + Indent at: 1.16", Tab stops: Not at 1.16"

Formatted

Formatted

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri), Not Bold

Formatted

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), Font color: Accent 3

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt

Formatted

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted

¹ EPC Act 2005 section 1211c: “Access approvals by Federal agencies.”

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

substation and any portion of the span of the transmission line that is crossing the substation fence.

4.5.4.3. Generation Facilities: Defined below (referred to as “applicable lines”), including but not limited to those that cross lands owned by federal², state, provincial, public, private, or tribal entities:

4.3.1 ~~4.3.1~~ Overhead transmission lines that (1) extend greater than one mile or 1.609 kilometers beyond the fenced area of the generating station switchyard to the point of interconnection with a Transmission Owner’s Facility or (2) do not have a clear line of sight³ from the generating station switchyard fence to the point of interconnection with a Transmission Owner’s Facility and are:

4.3.1.1 ~~4.3.1.1~~ Operated at 200kV or higher; or

4.3.1.2 ~~4.3.1.2~~ Operated below 200kV identified as an element of an IROL under NERC Standard FAC-014 by the Planning Coordinator; or

4.3.1.3 ~~4.3.1.3~~ Operated below 200 kV identified as an element of a Major WECC Transfer Path in the Bulk Electric System by WECC.

Enforcement:

~~The Requirements within a Reliability Standard govern and will be enforced. The Requirements within a Reliability Standard define what an entity must do to be compliant and binds an entity to certain obligations of performance under Section 215 of the Federal Power Act. Compliance will in all cases be measured by determining whether a party met or failed to meet the Reliability Standard Requirement given the specific facts and circumstances of its use, ownership or operation of the bulk power system.~~

~~Measures provide guidance on assessing non-compliance with the Requirements. Measures are the evidence that could be presented to demonstrate compliance with a Reliability Standard Requirement and are not intended to contain the quantitative metrics for determining satisfactory performance nor to limit how an entity may demonstrate compliance if valid alternatives to demonstrating compliance are available in a specific case. A Reliability Standard may be enforced in the absence of specified Measures.~~

~~Entities must comply with the “Compliance” section in its entirety, including the Administrative Procedure that sets forth, among other things, reporting requirements.~~

² Id.

³ “Clear line of sight” means the distance that can be seen by the average person without special instrumentation (e.g., binoculars, telescope, spyglasses, etc.) on a clear day.

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt

Formatted: Indent: Left: 0.69", Hanging: 0.31", Space Before: 6 pt, After: 0 pt, Outline numbered + Level: 2 + Numbering Style: 1, 2, 3, ... + Start at: 1 + Alignment: Left + Aligned at: 0.81" + Tab after: 1.16" + Indent at: 1.16", Tab stops: Not at 1.16"

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Heading 3, Space Before: 6 pt, Outline numbered + Level: 3 + Numbering Style: 1, 2, 3, ... + Start at: 1 + Alignment: Left + Aligned at: 1" + Tab after: 1.5" + Indent at: 1.5"

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Heading 3, Indent: Hanging: 0.25", Space Before: 6 pt, Outline numbered + Level: 4 + Numbering Style: 1, 2, 3, ... + Start at: 1 + Alignment: Left + Aligned at: 1.25" + Tab after: 1.75" + Indent at: 1.75", Tab stops: 1.81", List tab + Not at 1.75"

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Not Bold

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Not Italic

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: 9 pt

Formatted: Tab stops: 0.55", Left + 6.44", Centered + 9", Right

~~The “Guideline and Technical Basis” section, the Background section and text boxes with “Examples” and “Rationale” are provided for informational purposes. They are designed to convey guidance from NERC’s various activities. The “Guideline and Technical Basis” section and text boxes with “Examples” and “Rationale” are not intended to establish new Requirements under NERC’s Reliability Standards or to modify the Requirements in any existing NERC Reliability Standard. Implementation of the “Guideline and Technical Basis” section, the Background section and text boxes with “Examples” and “Rationale” is not a substitute for compliance with Requirements in NERC’s Reliability Standards.”~~

5. Background:

5. Effective Date: See Implementation Plan

6. **Background:** This standard uses three types of requirements to provide layers of protection to prevent vegetation related outages that could lead to Cascading:
- a) ~~a)~~ Performance-based— defines a particular reliability objective or outcome to be achieved. In its simplest form, a results-based requirement has four components: *who, under what conditions (if any), shall perform what action, to achieve what particular bulk power system performance result or outcome?*
 - b) ~~b)~~ Risk-based— preventive requirements to reduce the risks of failure to acceptable tolerance levels. A risk-based reliability requirement should be framed as: *who, under what conditions (if any), shall perform what action, to achieve what particular result or outcome that reduces a stated risk to the reliability of the bulk power system?*
 - c) ~~c)~~ Competency-based— defines a minimum set of capabilities an entity needs to have to demonstrate it is able to perform its designated reliability functions. A competency-based reliability requirement should be framed as: *who, under what conditions (if any), shall have what capability, to achieve what particular result or outcome to perform an action to achieve a result or outcome or to reduce a risk to the reliability of the bulk power system?*

The defense-in-depth strategy for reliability standards development recognizes that each requirement in a NERC reliability standard has a role in preventing system failures, and that these roles are complementary and reinforcing. Reliability standards should not be viewed as a body of unrelated requirements, but rather should be viewed as part of a portfolio of requirements designed to achieve an overall defense-in-depth strategy and comport with the quality objectives of a reliability standard.

This standard uses a defense-in-depth approach to improve the reliability of the electric Transmission system by:

- Requiring that vegetation be managed to prevent vegetation encroachment inside the flash-over clearance (R1 and R2);
- Requiring documentation of the maintenance strategies, procedures, processes and specifications used to manage vegetation to prevent potential flash-over conditions including consideration of 1) conductor dynamics and 2) the interrelationships between vegetation growth rates, control methods and the inspection frequency (R3);
- Requiring timely notification to the appropriate control center of vegetation conditions that could cause a flash-over at any moment (R4);
- Requiring corrective actions to ensure that flash-over distances will not be violated due to work constrains such as legal injunctions (R5);
- Requiring inspections of vegetation conditions to be performed annually (R6); and
- Requiring that the annual work needed to prevent flash-over is completed (R7).

For this standard, the requirements have been developed as follows:

- Performance-based: Requirements 1 and 2
- Competency-based: Requirement 3
- Risk-based: Requirements 4, 5, 6 and 7

R3 serves as the first line of defense by ensuring that entities understand the problem they are trying to manage and have fully developed strategies and plans to manage the problem. R1, R2, and R7 serve as the second line of defense by requiring that entities carry out their plans and manage vegetation. R6, which requires inspections, may be either a part of the first line of defense (as input into the strategies and plans) or as a third line of defense (as a check of the first and second lines of defense). R4 serves as the final line of defense, as it addresses cases in which all the other lines of defense have failed.

Major outages and operational problems have resulted from interference between overgrown vegetation and transmission lines located on many types of lands and ownership situations. Adherence to the standard requirements for applicable lines on any kind of land or easement, whether they are Federal Lands, state or provincial lands, public or private lands, franchises, easements or lands owned in fee, will reduce and manage this risk. For the purpose of the standard the term “public lands” includes municipal lands, village lands, city lands, and a host of other governmental entities.

This standard addresses vegetation management along applicable overhead lines and does not apply to underground lines, submarine lines or to line sections inside an electric station boundary.

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

Formatted: Font: +Body (Calibri)

This standard focuses on transmission lines to prevent those vegetation related outages that could lead to Cascading. It is not intended to prevent customer outages due to tree contact with lower voltage distribution system lines. For example, localized customer service might be disrupted if vegetation were to make contact with a 69kV transmission line supplying power to a 12kV distribution station. However, this standard is not written to address such isolated situations which have little impact on the overall electric transmission system.

Since vegetation growth is constant and always present, unmanaged vegetation poses an increased outage risk, especially when numerous transmission lines are operating at or near their Rating. This can present a significant risk of consecutive line failures when lines are experiencing large sags thereby leading to Cascading. Once the first line fails the shift of the current to the other lines and/or the increasing system loads will lead to the second and subsequent line failures as contact to the vegetation under those lines occurs. Conversely, most other outage causes (such as trees falling into lines, lightning, animals, motor vehicles, etc.) are not an interrelated function of the shift of currents or the increasing system loading. These events are not any more likely to occur during heavy system loads than any other time. There is no cause-effect relationship which creates the probability of simultaneous occurrence of other such events. Therefore these types of events are highly unlikely to cause large-scale grid failures. Thus, this standard places the highest priority on the management of vegetation to prevent vegetation grow-ins.

Formatted: Tab stops: 0.55", Left + 6.44", Centered + 9", Right

Formatted: Font: +Body (Calibri)

B. Requirements and Measures

Formatted: Font: (Default) Tahoma, 14 pt, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))

R1. ~~R1.~~ Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner shall manage vegetation to prevent encroachments into the ~~MVCD~~ **Minimum Vegetation Clearance Distance (MVCD)** of its applicable line(s) which are either an element of an IROL, or an element of a Major WECC Transfer Path; operating within their Rating and all Rated Electrical Operating Conditions of the types shown below⁴ [*Violation Risk Factor: High*] [*Time Horizon: Real-time*]:

Formatted: Section, No bullets or numbering

Formatted: Font: Tahoma, 14 pt, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt

~~1-1.1.~~ **1.1.1.** An encroachment into the MVCD as shown in FAC-003-Table 2, observed in Real-time, absent a Sustained Outage,⁵

Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold

~~2-1.2.~~ **1.1.2.** An encroachment due to a fall-in from inside the ROW that caused a vegetation-related Sustained Outage,⁶

Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold

~~3-1.3.~~ **1.1.3.** An encroachment due to the blowing together of applicable lines and vegetation located inside the ROW that caused a vegetation-related Sustained Outage⁷,

~~4-1.4.~~ **1.1.4.** An encroachment due to vegetation growth into the MVCD that caused a vegetation-related Sustained Outage.⁸

M1. ~~M1.~~ Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner has evidence that it managed vegetation to prevent encroachment into the MVCD as described in R1. Examples of acceptable forms of evidence may include dated attestations, dated reports containing no Sustained Outages associated with encroachment types 2 through 4 above, or records confirming no Real-time observations of any MVCD encroachments. (R1)

R2. ~~R2.~~ Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner shall manage vegetation to prevent encroachments into the MVCD of its applicable line(s) which are not either an element of an IROL, or an element of a Major WECC Transfer

⁴ This requirement does not apply to circumstances that are beyond the control of an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner subject to this reliability standard, including natural disasters such as earthquakes, fires, tornados, hurricanes, landslides, wind shear, fresh gale, major storms as defined either by the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner or an applicable regulatory body, ice storms, and floods; human or animal activity such as logging, animal severing tree, vehicle contact with tree, or installation, removal, or digging of vegetation. Nothing in this footnote should be construed to limit the Transmission Owner's or applicable Generator Owner's right to exercise its full legal rights on the ROW.

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

⁵ If a later confirmation of a Fault by the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner shows that a vegetation encroachment within the MVCD has occurred from vegetation within the ROW, this shall be considered the equivalent of a Real-time observation.

⁶ Multiple Sustained Outages on an individual line, if caused by the same vegetation, will be reported as one outage regardless of the actual number of outages within a 24-hour period.

⁷ *Id.*

⁸ *Id.*

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Italic

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Italic

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Italic

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Tab stops: 0.55", Left + 6.44", Centered + 9", Right

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Path; operating within its Rating and all Rated Electrical Operating Conditions of the types shown below⁹ *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-time]:*

~~1-2.1~~ **2.1** An encroachment into the MVCD, observed in Real-time, absent a Sustained Outage,¹⁰

~~2-2.2~~ **2.2** An encroachment due to a fall-in from inside the ROW that caused a vegetation-related Sustained Outage,¹¹

~~3-2.3~~ **2.3** An encroachment due to the blowing together of applicable lines and vegetation located inside the ROW that caused a vegetation-related Sustained Outage,¹²

~~4-2.4~~ **2.4** An encroachment due to vegetation growth into the line MVCD that caused a vegetation-related Sustained Outage.¹³

~~M2.~~ **M2.**—Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner has evidence that it managed vegetation to prevent encroachment into the MVCD as described in R2. Examples of acceptable forms of evidence may include dated attestations, dated reports containing no Sustained Outages associated with encroachment types 2 through 4 above, or records confirming no Real-time observations of any MVCD encroachments. (R2)

~~R3.~~ **R3.**—Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner shall have documented maintenance strategies or procedures or processes or specifications it uses to prevent the encroachment of vegetation into the MVCD of its applicable lines that accounts for the following: *-[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long Term Planning]:*

~~3.1~~ **3.1**—Movement of applicable line conductors under their Rating and all Rated Electrical Operating Conditions;

~~3.2~~ **3.2**—Inter-relationships between vegetation growth rates, vegetation control methods, and inspection frequency.
[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long Term Planning]

~~M3.~~ **M3.**—The maintenance strategies or procedures or processes or specifications provided demonstrate that the applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner can prevent encroachment into the MVCD considering the factors identified in the requirement. (R3)

⁹ See footnote 4.

¹⁰ See footnote 5.

¹¹ See footnote 6.

¹² *Id.*

¹³ *Id.*

- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Not Italic
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Not Italic
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Not Italic
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Font: 9 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Italic
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Italic
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Italic
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt, Italic
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt
- Formatted: Tab stops: 0.55", Left + 6.44", Centered + 9", Right

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

Formatted: Font: +Body (Calibri)

R4. R4.—Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner, without any intentional time delay, shall notify the control center holding switching authority for the associated applicable line when the applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner has confirmed the existence of a vegetation condition that is likely to cause a Fault at any moment [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Real-time*].

Formatted: Font: +Body (Calibri), Not Bold

Formatted: Measure, Indent: Left: 0.25", Hanging: 0.4"

M4. M4.—Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner that has a confirmed vegetation condition likely to cause a Fault at any moment will have evidence that it notified the control center holding switching authority for the associated transmission line without any intentional time delay. Examples of evidence may include control center logs, voice recordings, switching orders, clearance orders and subsequent work orders. (R4)

R5. R5.—When ~~an~~ applicable Transmission Owner and ~~an~~ applicable Generator Owner ~~is~~~~are~~ constrained from performing vegetation work on an applicable line operating within its Rating and all Rated Electrical Operating Conditions, and the constraint may lead to a vegetation encroachment into the MVCD prior to the implementation of the next annual work plan, then the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner shall take corrective action to ensure continued vegetation management to prevent encroachments [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Operations Planning*].

M5. M5.—Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner has evidence of the corrective action taken for each constraint where an applicable transmission line was put at potential risk. Examples of acceptable forms of evidence may include initially-planned work orders, documentation of constraints from landowners, court orders, inspection records of increased monitoring, documentation of the de-rating of lines, revised work orders, invoices, or evidence that the line was de-energized. (R5)

R6. R6.—Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner shall perform a Vegetation Inspection of 100% of its applicable transmission lines (measured in units of choice - circuit, pole line, line miles or kilometers, etc.) at least once per calendar year and with no more than 18 calendar months between inspections on the same ROW¹⁴ [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Operations Planning*].

¹⁴ When the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner is prevented from performing a Vegetation Inspection within the timeframe in R6 due to a natural disaster, the TO or GO is granted a time extension that is equivalent to the duration of the time the TO or GO was prevented from performing the Vegetation Inspection.

Formatted: Tab stops: 0.55", Left + 6.44", Centered + 9", Right

Formatted: Font: +Body (Calibri)

M6. ~~M6.~~ Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner has evidence that it conducted Vegetation Inspections of the transmission line ROW for all applicable lines at least once per calendar year but with no more than 18 calendar months between inspections on the same ROW. Examples of acceptable forms of evidence may include completed and dated work orders, dated invoices, or dated inspection records. (R6)

R7. ~~R7.~~ Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner shall complete 100% of its annual vegetation work plan of applicable lines to ensure no vegetation encroachments occur within the MVCD. Modifications to the work plan in response to changing conditions or to findings from vegetation inspections may be made (provided they do not allow encroachment of vegetation into the MVCD) and must be documented. The percent completed calculation is based on the number of units actually completed divided by the number of units in the final amended plan (measured in units of choice - circuit, pole line, line miles or kilometers, etc~~→~~). Examples of reasons for modification to annual plan may include [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Operations Planning*]:

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), Not Bold

Formatted: Requirement, Indent: Left: 0.25", Hanging: 0.4", Numbered + Level: 1 + Numbering Style: 1, 2, 3, ... + Start at: 1 + Alignment: Left + Aligned at: 0.5" + Indent at: 0.75"

Formatted: Font: +Body (Calibri)

- ♦**7.1** Change in expected growth rate/-environmental factors
- ♦**7.2** Circumstances that are beyond the control of an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner¹⁵
- ♦**7.3** Rescheduling work between growing seasons
- ♦**7.4** Crew or contractor availability/-Mutual assistance agreements
- ♦**7.5** Identified unanticipated high priority work
- ♦**7.6** Weather conditions/Accessibility
- ♦**7.7** Permitting delays
- ♦**7.8** Land ownership changes/Change in land use by the landowner
- ♦**7.9** Emerging technologies

7.10 ~~M7.~~ Each applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner has evidence that it completed its annual vegetation work plan for its applicable lines. Examples of acceptable forms of evidence may include a copy of the completed annual work plan (as finally modified), dated work orders, dated invoices, or dated inspection records. (R7)

¹⁵ Circumstances that are beyond the control of an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner include but are not limited to natural disasters such as earthquakes, fires, tornados, hurricanes, landslides, ice storms, floods, or major storms as defined either by the TO or GO or an applicable regulatory body.

Formatted: Tab stops: 0.55", Left + 6.44", Centered + 9", Right

Formatted: Font: +Body (Calibri)

C. Compliance

Formatted: Font: (Default) Tahoma, 14 pt, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))

1. Compliance Monitoring Process

Formatted: Section, No bullets or numbering

1.1.1. Compliance Enforcement Authority:

Formatted: Font: Tahoma, 14 pt, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))

~~The Regional Entity shall serve as the "Compliance Enforcement Authority unless the applicable" means NERC or the Regional Entity, or any entity is owned, operated, or controlled as otherwise designated by the Regional Entity. In such cases the ERO or a Regional entity approved by FERC or other applicable governmental authority shall serve as the CEA.~~

~~For NERC, a third party monitor without vested interest in the outcome for NERC shall serve as the Compliance Enforcement an Applicable Governmental Authority, in their respective roles of monitoring and/or enforcing compliance with mandatory and enforceable Reliability Standards in their respective jurisdictions.~~

1.2.1.2. Evidence Retention:

The following evidence retention ~~periods~~ period(s) identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance.- For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full ~~time~~ period since the last audit.-

The applicable entity shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation.

- ~~• The applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner retains data or evidence to show compliance with Requirements R1, R2, R3, R5, R6 and R7, Measures M1, M2, M3, M5, M6 and M7 for three calendar years unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation for three calendar years.~~
- The applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner retains data or evidence to show compliance with Requirement R4, Measure M4 for most recent 12 months of operator logs or most recent 3 months of voice recordings or transcripts of voice recordings, unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation.
- If ~~an~~ applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until found compliant or for the time period specified above, whichever is longer.

1.3. The Compliance Monitoring and Enforcement Authority shall keep Program

Formatted: Tab stops: 0.55", Left + 6.44", Centered + 9", Right

~~As defined in the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.~~

~~1.3 NERC Rules of Procedure, "Compliance Monitoring and Enforcement Processes: Program" refers to the identification of the processes that will be used to evaluate data or information for the purpose of assessing performance or outcomes with the associated Reliability Standard.~~

- ~~Compliance Audit~~
- ~~Self Certification~~
- ~~Spot Checking~~
- ~~Compliance Violation Investigation~~
- ~~Self Reporting~~
- ~~Complaint~~
- ~~Periodic Data Submittal~~

1.41.4. Additional Compliance Information

Periodic Data Submittal: The applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner will submit a quarterly report to its Regional Entity, or the Regional Entity's designee, identifying all Sustained Outages of applicable lines operated within their Rating and all Rated Electrical Operating Conditions as determined by the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner to have been caused by vegetation, except as excluded in footnote 2, and including as a minimum the following:

- The name of the circuit(s), the date, time and duration of the outage; the voltage of the circuit; a description of the cause of the outage; the category associated with the Sustained Outage; other pertinent comments; and any countermeasures taken by the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner.

A Sustained Outage is to be categorized as one of the following:

- Category 1A — Grow-ins: Sustained Outages caused by vegetation growing into applicable lines, that are identified as an element of an IROL or Major WECC Transfer Path, by vegetation inside and/or outside of the ROW;
- Category 1B — Grow-ins: Sustained Outages caused by vegetation growing into applicable lines, but are not identified as an element of an IROL or Major WECC Transfer Path, by vegetation inside and/or outside of the ROW;
- Category 2A — Fall-ins: Sustained Outages caused by vegetation falling into applicable lines that are identified as an element of an IROL or Major WECC Transfer Path, from within the ROW;

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

Formatted: Font: +Body (Calibri)

- Category 2B — Fall-ins: Sustained Outages caused by vegetation falling into applicable lines, but are not identified as an element of an IROL or Major WECC Transfer Path, from within the ROW;
- Category 3 — Fall-ins: Sustained Outages caused by vegetation falling into applicable lines from outside the ROW;
- Category 4A — Blowing together: Sustained Outages caused by vegetation and applicable lines that are identified as an element of an IROL or Major WECC Transfer Path, blowing together from within the ROW;
- Category 4B — Blowing together: Sustained Outages caused by vegetation and applicable lines, but are not identified as an element of an IROL or Major WECC Transfer Path, blowing together from within the ROW.

The Regional Entity will report the outage information provided by applicable Transmission Owners and applicable Generator Owners, as per the above, quarterly to NERC, as well as any actions taken by the Regional Entity as a result of any of the reported Sustained Outages.

Formatted: Tab stops: 0.55", Left + 6.44", Centered + 9", Right

						<p>Outage was caused by one of the following:</p> <ul style="list-style-type: none">• <i>A fall-in from inside the active transmission line ROW</i>• <i>Blowing together of applicable lines and vegetation located inside the active</i>
--	--	--	--	--	--	--

						<i>transmission line ROW</i> <ul style="list-style-type: none"> A grow-in
R2	Real time	High			<p>The responsible entity failed to manage vegetation to prevent encroachment into the MVCD of a line not identified as an element of an IROL or Major WECC transfer path and encroachment into the MVCD as identified in FAC-003-4-Table 2 was observed in real time absent a Sustained Outage.</p>	<p>The responsible entity failed to manage vegetation to prevent encroachment into the MVCD of a line not identified as an element of an IROL or Major WECC transfer path and a vegetation-related Sustained</p>

- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold

						<p>Outage was caused by one of the following:</p> <ul style="list-style-type: none">• <i>A fall-in from inside the active transmission line ROW</i>• <i>Blowing together of applicable lines and vegetation located inside the active</i>
--	--	--	--	--	--	--

						trans missio n line ROW • A grow- in
R3	Long Term Planning	Le we F		The responsible entity has maintenance strategies or documented procedures or processes or specifications but has not accounted for the inter-relationships between vegetation growth rates, vegetation control methods, and inspection frequency, for the responsible entity's applicable lines. (Requirement R3, Part 3.2)	The responsible entity has maintenance strategies or documented procedures or processes or specifications but has not accounted for the movement of transmission line conductors under their Rating and all Rated Electrical Operating Conditions, for the responsible entity's applicable lines. (Requirement R3, Part 3.1)	The responsible entity does not have any maintenance strategies or documented procedures or processes or specifications used to prevent the encroachment of vegetation into the

- Deleted Cells
- Deleted Cells
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold

						MVCD, for the responsible entity's applicable lines.
R4	Real-time	Medium			The responsible entity experienced a confirmed vegetation threat and notified the control center holding switching authority for that applicable line, but there was intentional delay in that notification.	The responsible entity experienced a confirmed vegetation threat and did not notify the control center holding switching authority for that applicable line.
R5	Operations Planning	Medium				The responsible entity did not take

- Deleted Cells
- Deleted Cells
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Deleted Cells
- Deleted Cells
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt

							corrective action when it was constrained from performing planned vegetation work where an applicable line was put at potential risk.
R 6-	Operations Planning	Measurement	The responsible entity failed to inspect 5% or less of its applicable lines (measured in units of choice - circuit, pole line, line miles or kilometers, etc.)	The responsible entity failed to inspect more than 5% up to and including 10% of its applicable lines (measured in units of choice - circuit, pole line, line miles or kilometers, etc.)	The responsible entity failed to inspect more than 10% up to and including 15% of its applicable lines (measured in units of choice - circuit, pole line, line miles or kilometers, etc.)	The responsible entity failed to inspect more than 15% of its applicable lines (measured in units of choice - circuit, pole line,	

- Deleted Cells
- Deleted Cells
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold

						line miles or kilometers, etc.).
7	Operations Planning	Measurements	The responsible entity failed to complete 5% or less of its annual vegetation work plan for its applicable lines (as finally modified).	The responsible entity failed to complete more than 5% and up to and including 10% of its annual vegetation work plan for its applicable lines (as finally modified).	The responsible entity failed to complete more than 10% and up to and including 15% of its annual vegetation work plan for its applicable lines (as finally modified).	The responsible entity failed to complete more than 15% of its annual vegetation work plan for its applicable lines (as finally modified).

- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: List Number, Space Before: 6 pt, After: 0 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold
- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold

- Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold
- Formatted: Font: Bold
- Formatted: List Number, Left, Indent: Left: 0.25"

D. Regional Differences

None.

- Formatted: Font: (Default) Tahoma, 14 pt, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))
- Formatted: Section, No bullets or numbering
- Formatted: Font: Tahoma, 14 pt, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))
- Formatted: Font: +Body (Calibri)
- Formatted: List Number, Indent: Left: 0.25"

E. Interpretations

None.

F.E. Associated Documents

- [FAC-003-4 Implementation Plan](#)

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
<u>1</u>	<u>January 20, 2006</u>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Added "Standard Development Roadmap." 2. Changed "60" to "Sixty" in section A, 5.2. 3. Added "Proposed Effective Date: April 7, 2006" to footer. 4. Added "Draft 3: November 17, 2005" to footer. 	New
<u>1</u>	<u>April 4, 2007</u>	<u>Regulatory Approval - Effective Date</u>	New
<u>2</u>	<u>November 3, 2011</u>	<u>Adopted by the NERC Board of Trustees</u>	New
<u>2</u>	<u>March 21, 2013</u>	<p><u>FERC Order issued approving FAC-003-2 (Order No. 777)</u></p> <p><u>FERC Order No. 777 was issued on March 21, 2013 directing NERC to "conduct or contract testing to obtain empirical data and submit a report to the Commission providing the results of the testing."¹⁶</u></p>	Revisions

Formatted: Font: (Default) Tahoma, 14 pt, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))

Formatted: Section, No bullets or numbering

Formatted: Font: Tahoma, 14 pt, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))

Formatted: Font: Tahoma, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))

Formatted: Section, Left, Indent: Left: 0", Hanging: 1.38", Tab stops: 1.31", Left

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted Table

¹⁶ [Revisions to Reliability Standard for Transmission Vegetation Management, Order No. 777, 142 FERC ¶ 61,208 \(2013\)](#)

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

<u>2</u>	<u>May 9, 2013</u>	<u>Board of Trustees adopted the modification of the VRF for Requirement R2 of FAC-003-2 by raising the VRF from “Medium” to “High.”</u>	<u>Revisions</u>
<u>3</u>	<u>May 9, 2013</u>	<u>FAC-003-3 adopted by Board of Trustees</u>	<u>Revisions</u>
<u>3</u>	<u>September 19, 2013</u>	<u>A FERC order was issued on September 19, 2013, approving FAC-003-3. This standard became enforceable on July 1, 2014 for Transmission Owners. For Generator Owners, R3 became enforceable on January 1, 2015 and all other requirements (R1, R2, R4, R5, R6, and R7) became enforceable on January 1, 2016.</u>	<u>Revisions</u>
<u>3</u>	<u>November 22, 2013</u>	<u>Updated the VRF for R2 from “Medium” to “High” per a Final Rule issued by FERC</u>	<u>Revisions</u>
<u>3</u>	<u>July 30, 2014</u>	<u>Transferred the effective dates section from FAC-003-2 (for Transmission Owners) into FAC-003-3, per the FAC-003-3 implementation plan</u>	<u>Revisions</u>
<u>4</u>	<u>Projected final posting January 22, 2016</u>	<u>Adjusted MVCD values in Table 2 for alternating current systems, consistent with findings reported in report filed on August 12, 2015 in Docket No. RM12-4-002 consistent with FERC’s directive in Order No. 777, and based on empirical testing results for flashover distances between conductors and vegetation.</u>	<u>Revisions</u>

FAC-003 — TABLE 2 — Minimum Vegetation Clearance Distances (MVCD)¹⁷
For Alternating Current Voltages (feet)

(AC) Nominal System Voltage (KV)*	(AC) Maximum System Voltage (kV) ¹⁸	MVCD (feet) Over sea level up to 500 ft	MVCD (feet) Over 500 ft up to 1000 ft	MVCD (feet) Over 1000 ft up to 2000 ft	MVCD (feet) Over 2000 ft up to 3000 ft	MVCD (feet) Over 3000 ft up to 4000 ft	MVCD (feet) Over 4000 ft up to 5000 ft	MVCD (feet) Over 5000 ft up to 6000 ft	MVCD (feet) Over 6000 ft up to 7000 ft	MVCD (feet) Over 7000 ft up to 8000 ft	MVCD (feet) Over 8000 ft up to 9000 ft	MVCD (feet) Over 9000 ft up to 10000 ft	MVCD (feet) Over 10000 ft up to 11000 ft	MVCD (feet) Over 11000 ft up to 12000 ft	MVCD (feet) Over 12000 ft up to 13000 ft	MVCD (feet) Over 13000 ft up to 14000 ft	MVCD (feet) Over 14000 ft up to 15000 ft
765	800	11.6ft	11.7ft	11.9ft	12.1ft	12.2ft	12.4ft	12.6ft	12.8ft	13.0ft	13.1ft	13.3ft	13.5ft	13.7ft	13.9ft	14.1ft	14.3ft
500	550	7.0ft	7.1ft	7.2ft	7.4ft	7.5ft	7.6ft	7.8ft	7.9ft	8.1ft	8.2ft	8.3ft	8.5ft	8.6ft	8.8ft	8.9ft	9.1ft
345	362 ¹⁹	4.3ft	4.3ft	4.4ft	4.5ft	4.6ft	4.7ft	4.8ft	4.9ft	5.0ft	5.1ft	5.2ft	5.3ft	5.4ft	5.5ft	5.6ft	5.7ft
287	302	5.2ft	5.3ft	5.4ft	5.5ft	5.6ft	5.7ft	5.8ft	5.9ft	6.1ft	6.2ft	6.3ft	6.4ft	6.5ft	6.6ft	6.8ft	6.9ft
230	242	4.0ft	4.1ft	4.2ft	4.3ft	4.3ft	4.4ft	4.5ft	4.6ft	4.7ft	4.8ft	4.9ft	5.0ft	5.1ft	5.2ft	5.3ft	5.4ft
164*	169	2.7ft	2.7ft	2.8ft	2.9ft	2.9ft	3.0ft	3.0ft	3.1ft	3.2ft	3.3ft	3.3ft	3.4ft	3.5ft	3.6ft	3.7ft	3.8ft
138*	145	2.3ft	2.3ft	2.4ft	2.4ft	2.5ft	2.5ft	2.6ft	2.7ft	2.7ft	2.8ft	2.8ft	2.9ft	3.0ft	3.0ft	3.1ft	3.2ft
115*	121	1.9ft	1.9ft	1.9ft	2.0ft	2.0ft	2.1ft	2.1ft	2.2ft	2.2ft	2.3ft	2.3ft	2.4ft	2.5ft	2.5ft	2.6ft	2.7ft
88*	100	1.5ft	1.5ft	1.6ft	1.6ft	1.7ft	1.7ft	1.8ft	1.8ft	1.8ft	1.9ft	1.9ft	2.0ft	2.0ft	2.1ft	2.2ft	2.2ft
69*	72	1.1ft	1.1ft	1.1ft	1.2ft	1.2ft	1.2ft	1.2ft	1.3ft	1.3ft	1.3ft	1.4ft	1.4ft	1.4ft	1.5ft	1.6ft	1.6ft

* Such lines are applicable to this standard only if PC has determined such per FAC-014 (refer to the Applicability Section above).

¹⁹ Table 2 – Table of MVCD values at a 1.0 gap factor (in U.S. customary units), which is located in the EPRI report filed with FERC on August 12, 2015. (The 14000-15000 foot values were subsequently provided by EPRI in an updated Table 2 on December 1, 2015, filed with the FAC-003-4 Petition at FERC)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

¹⁷ The distances in this Table are the minimums required to prevent Flash-over; however prudent vegetation maintenance practices dictate that substantially greater distances will be achieved at time of vegetation maintenance.

¹⁸ Where applicable lines are operated at nominal voltages other than those listed, the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner should use the maximum system voltage to determine the appropriate clearance for that line.

¹⁹ The change in transient overvoltage factors in the calculations are the driver in the decrease in MVCDs for voltages of 345 kV and above. Refer to pp.29-31 in the Supplemental Materials for additional information.

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

TABLE 2 (CONT) — Minimum Vegetation Clearance Distances (MVCD)²⁰
For Alternating Current Voltages (meters)

(AC) Nominal System Voltage (kV) ²¹	(AC) Maximum System Voltage (kV) ²¹	MVCD meters <u>Over sea level up to 153 m</u>	MVCD meters <u>Over 153m up to 305m</u>	MVCD meters <u>Over 305m up to 610m</u>	MVCD meters <u>Over 610m up to 915m</u>	MVCD meters <u>Over 915m up to 1220m</u>	MVCD meters <u>Over 1220m up to 1524m</u>	MVCD meters <u>Over 1524m up to 1829m</u>	MVCD meters <u>Over 1829m up to 2134m</u>	MVCD meters <u>Over 2134m up to 2439m</u>	MVCD meters <u>Over 2439m up to 2744m</u>	MVCD meters <u>Over 2744m up to 3048m</u>	MVCD meters <u>Over 3048m up to 3353m</u>	MVCD meters <u>Over 3353m up to 3657m</u>	MVCD meters <u>Over 3657m up to 3962m</u>	MVCD meters <u>Over 3962 m up to 4268 m</u>	MVCD meters <u>Over 4268m up to 4572m</u>
765	800	3.6m	3.6m	3.6m	3.7m	3.7m	3.8m	3.8m	3.9m	4.0m	4.0m	4.1m	4.1m	4.2m	4.2m	4.3m	4.4m
500	550	2.1m	2.2m	2.2m	2.3m	2.3m	2.3m	2.4m	2.4m	2.5m	2.5m	2.5m	2.6m	2.6m	2.7m	2.7m	2.7m
345	362 ²²	1.3m	1.3m	1.3m	1.4m	1.4m	1.4m	1.5m	1.5m	1.5m	1.6m	1.6m	1.6m	1.6m	1.7m	1.7m	1.8m
287	302	1.6m	1.6m	1.7m	1.7m	1.7m	1.7m	1.8m	1.8m	1.9m	1.9m	1.9m	2.0m	2.0m	2.0m	2.1m	2.1m
230	242	1.2m	1.3m	1.3m	1.3m	1.3m	1.3m	1.4m	1.4m	1.4m	1.5m	1.5m	1.5m	1.6m	1.6m	1.6m	1.6m
161	169	0.8m	0.8m	0.9m	0.9m	0.9m	0.9m	0.9m	1.0m	1.0m	1.0m	1.0m	1.0m	1.1m	1.1m	1.1m	1.1m
138	145	0.7m	0.7m	0.7m	0.7m	0.7m	0.7m	0.8m	0.8m	0.8m	0.9m	0.9m	0.9m	0.9m	0.9m	1.0m	1.0m
115	121	0.6m	0.6m	0.6m	0.6m	0.6m	0.6m	0.6m	0.7m	0.7m	0.7m	0.7m	0.7m	0.8m	0.8m	0.8m	0.8m
88	100	0.4m	0.4m	0.5m	0.5m	0.5m	0.5m	0.6m	0.6m	0.6m	0.6m	0.6m	0.6m	0.6m	0.6m	0.7m	0.7m
69	72	0.3m	0.3m	0.3m	0.4m	0.4m	0.4m	0.4m	0.4m	0.4m	0.4m	0.4m	0.4m	0.4m	0.5m	0.5m	0.5m

* Such lines are applicable to this standard only if PC has determined such per FAC-014 (refer to the Applicability Section above)

²¹ Table 2 – Table of MVCD values at a 1.0 gap factor (in U.S. customary units), which is located in the EPRI report filed with FERC on August 12, 2015. (The 14000-15000 foot values were subsequently provided by EPRI in an updated Table 2 on December 1, 2015, filed with the FAC-003-4 Petition at FERC)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Indent: Left: 0"

²⁰ The distances in this Table are the minimums required to prevent Flash-over; however prudent vegetation maintenance practices dictate that substantially greater distances will be achieved at time of vegetation maintenance.

²¹ Where applicable lines are operated at nominal voltages other than those listed, the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner should use the maximum system voltage to determine the appropriate clearance for that line.

²² The change in transient overvoltage factors in the calculations are the driver in the decrease in MVCDs for voltages of 345 kV and above. Refer to pp.29-31 in the supplemental materials for additional information.

TABLE 2 (CONT) — Minimum Vegetation Clearance Distances (MVCD)²³
For Direct Current Voltages feet (meters)

(DC) Nominal Pole to Ground Voltage (kV)	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters
(Over sea level up to 500 ft) (Over sea level up to 152.4 m)	(Over 500 ft up to 1000 ft) (Over 152.4 m up to 304.8 m)	(Over 1000 ft up to 2000 ft) (Over 304.8 m up to 609.6m)	(Over 2000 ft up to 3000 ft) (Over 609.6m up to 914.4m)	(Over 3000 ft up to 4000 ft) (Over 914.4m up to 1219.2m)	(Over 4000 ft up to 5000 ft) (Over 1219.2m up to 1524m)	(Over 5000 ft up to 6000 ft) (Over 1524 m up to 1828.8 m)	(Over 6000 ft up to 7000 ft) (Over 1828.8m up to 2133.6m)	(Over 7000 ft up to 8000 ft) (Over 2133.6m up to 2438.4m)	(Over 8000 ft up to 9000 ft) (Over 2438.4m up to 2743.2m)	(Over 9000 ft up to 10000 ft) (Over 2743.2m up to 3048m)	(Over 10000 ft up to 11000 ft) (Over 3048m up to 3352.8m)	
±750	14.12ft (4.30m)	14.31ft (4.36m)	14.70ft (4.48m)	15.07ft (4.59m)	15.45ft (4.71m)	15.82ft (4.82m)	16.2ft (4.94m)	16.55ft (5.04m)	16.91ft (5.15m)	17.27ft (5.26m)	17.62ft (5.37m)	17.97ft (5.48m)
±600	10.23ft (3.12m)	10.39ft (3.17m)	10.74ft (3.26m)	11.04ft (3.36m)	11.35ft (3.46m)	11.66ft (3.55m)	11.98ft (3.65m)	12.3ft (3.75m)	12.62ft (3.85m)	12.92ft (3.94m)	13.24ft (4.04m)	13.54ft (4.13m)
±500	8.03ft (2.45m)	8.16ft (2.49m)	8.44ft (2.57m)	8.71ft (2.65m)	8.99ft (2.74m)	9.25ft (2.82m)	9.55ft (2.91m)	9.82ft (2.99m)	10.1ft (3.08m)	10.38ft (3.16m)	10.65ft (3.25m)	10.92ft (3.33m)
±400	6.07ft (1.85m)	6.18ft (1.88m)	6.41ft (1.95m)	6.63ft (2.02m)	6.86ft (2.09m)	7.09ft (2.16m)	7.33ft (2.23m)	7.56ft (2.30m)	7.80ft (2.38m)	8.03ft (2.45m)	8.27ft (2.52m)	8.51ft (2.59m)
±250	3.50ft (1.07m)	3.57ft (1.09m)	3.72ft (1.13m)	3.87ft (1.18m)	4.02ft (1.23m)	4.18ft (1.27m)	4.34ft (1.32m)	4.5ft (1.37m)	4.66ft (1.42m)	4.83ft (1.47m)	5.00ft (1.52m)	5.17ft (1.58m)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

²³ The distances in this Table are the minimums required to prevent Flash-over; however prudent vegetation maintenance practices dictate that substantially greater distances will be achieved at time of vegetation maintenance.

Guideline and Technical Basis ~~(attached)~~

Formatted: Font: Tahoma, 16 pt

Formatted: Font: Tahoma

Formatted: Indent: First line: 0"

Formatted: Font: Not Bold

Guideline and Technical Basis

Effective dates:

Formatted: Font: +Body (Calibri)

The first two sentences of the Effective Dates The Compliance section is standard language used in most NERC standards to cover the general effective date and ~~is sufficient to cover~~ covers the vast majority of situations. ~~Five~~ special cases are needed to cover effective dates for individual lines which undergo transitions after the general effective date. These special cases cover the case covers effective dates for those (1) lines which are initially becoming subject to the standard, those Standard, (2) lines which are changing their applicability within the standard; and those lines which are changing in a manner that removes their applicability to the standard.

Formatted

~~Case 1~~ The special case is needed because the Planning Coordinators may designate lines below 200 kV to become elements of an IROL or Major WECC Transfer Path in a future Planning Year (PY). For example, studies by the Planning Coordinator in ~~2011~~2015, may identify a line to have that designation beginning in PY ~~2021~~2025, ten years after the planning study is performed. It is not intended for the Standard to be immediately applicable to, or in effect for, that line until that future PY begins. The effective date provision for such lines ensures that the line will become subject to the standard on January 1 of the PY specified with an allowance of at least 12 months for the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner to make the necessary preparations to achieve compliance on that line. ~~The table below has some explanatory examples of the application.~~

Formatted

Date that Planning Study is completed	PY the line will become an IROL element	Effective Date		The latter of Date 1 or Date 2
		Date 1	Date 2	
05/15/2011	2012	05/15/2012	01/01/2012	05/15/2012
05/15/2011	2013	05/15/2012	01/01/2013	01/01/2013
05/15/2011	2014	05/15/2012	01/01/2014	01/01/2014
05/15/2011	2021	05/15/2012	01/01/2021	01/01/2021

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted Table

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: Not Bold

~~Case 2~~ is needed because a line operating below 200kV designated as an element of an IROL or Major WECC Transfer Path may be removed from that designation due to system

The current NERC glossary definition of Right of Way has been modified to include Generator Owners and to address the matter set forth in Paragraph 734 of FERC Order 693. The Order pointed out that Transmission Owners may in some cases own more property or rights than are needed to reliably operate transmission lines. This ~~modified~~ definition represents a slight but significant departure from the strict legal definition of “right of way” in that this definition is based on engineering and construction considerations that establish the width of a corridor from a technical basis. The pre-2007 maintenance records are included in the ~~revised~~current definition to allow the use of such vegetation widths if there were no engineering or construction standards that referenced the width of right of way to be maintained for vegetation on a particular line but the evidence exists in maintenance records for a width that was in fact maintained prior to this standard becoming mandatory. Such widths may be the only information available for lines that had limited or no vegetation easement rights and were typically maintained primarily to ensure public safety. This standard does not require additional easement rights to be purchased to satisfy a minimum right of way width that did not exist prior to this standard becoming mandatory.

~~The Project 2010-07 team further modified that proposed definition to include applicable Generator Owners.~~

Explanation for revising the definition of Vegetation ~~Inspections~~Inspection:

The current glossary definition of this NERC term ~~is being~~was modified to include Generator Owners and to allow both maintenance inspections and vegetation inspections to be performed concurrently. This allows potential efficiencies, especially for those lines with minimal vegetation and/or slow vegetation growth rates.

~~The Project 2010-07 team further modified that proposed definition to include applicable Generator Owners.~~

Explanation of the ~~definition~~derivation of the MVCD:

The MVCD is a calculated minimum distance that is derived from the Gallet ~~Equation~~equation. This is a method of calculating a flash over distance that has been used in the design of high voltage transmission lines. Keeping vegetation away from high voltage conductors by this distance will prevent voltage flash-over to the vegetation. See the explanatory text below for Requirement R3 and associated Figure 1. Table 2 ~~below of the Standard~~ provides MVCD values for various voltages and altitudes. ~~Details of the equations and an example calculation are~~

Formatted: Font: Not Bold

~~provided~~The table is based on empirical testing data from EPRI as requested by FERC in Appendix 1 of the Technical Reference Document-Order No. 777.

Project 2010-07.1 Adjusted MVCDs per EPRI Testing:

In Order No. 777, FERC directed NERC to undertake testing to gather empirical data validating the appropriate gap factor used in the Gallet equation to calculate MVCDs, specifically the gap factor for the flash-over distances between conductors and vegetation. See, Order No. 777, at P 60. NERC engaged industry through a collaborative research project and contracted EPRI to complete the scope of work. In January 2014, NERC formed an advisory group to assist with developing the scope of work for the project. This team provided subject matter expertise for developing the test plan, monitoring testing, and vetting the analysis and conclusions to be submitted in a final report. The advisory team was comprised of NERC staff, arborists, and industry members with wide-ranging expertise in transmission engineering, insulation coordination, and vegetation management. The testing project commenced in April 2014 and continued through October 2014 with the final set of testing completed in May 2015. Based on these testing results conducted by EPRI, and consistent with the report filed in FERC Docket No. RM12-4-000, the gap factor used in the Gallet equation required adjustment from 1.3 to 1.0. This resulted in increased MVCD values for all alternating current system voltages identified. The adjusted MVCD values, reflecting the 1.0 gap factor, are included in Table 2 of version 4 of FAC-003.

The air gap testing completed by EPRI per FERC Order No. 777 established that trees with large spreading canopies growing directly below energized high voltage conductors create the greatest likelihood of an air gap flash over incident and was a key driver in changing the gap factor to a more conservative value of 1.0 in version 4 of this standard.

Requirements R1 and R2:

R1 and R2 are performance-based requirements. The reliability objective or outcome to be achieved is the management of vegetation such that there are no vegetation encroachments within a minimum distance of transmission lines. Content-wise, R1 and R2 are the same requirements; however, they apply to different Facilities. Both R1 and R2 require each applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner to manage vegetation to prevent encroachment within the MVCD of transmission lines. R1 is applicable to lines that are identified as an element of an IROL or Major WECC Transfer Path. R2 is applicable to all other lines that are not elements of IROLs, and not elements of Major WECC Transfer Paths.

The separation of applicability (between R1 and R2) recognizes that inadequate vegetation management for an applicable line that is an element of an IROL or a Major WECC Transfer Path is a greater risk to the interconnected electric transmission system than applicable lines that are not elements of IROLs or Major WECC Transfer Paths. Applicable lines that are not elements of IROLs or Major WECC Transfer Paths do require effective vegetation management, but these lines are comparatively less operationally significant. ~~As a reflection of this difference in risk impact, the Violation Risk Factors (VRFs) are assigned as High for R1 and High for R2.~~

Formatted: Font: Not Bold

Requirements R1 and R2 state that if inadequate vegetation management allows vegetation to encroach within the MVCD distance as shown in Table 2, it is a violation of the standard. Table 2 distances are the minimum clearances that will prevent spark-over based on the Gallet equations [as described more fully in the Technical Reference document](#).

These requirements assume that transmission lines and their conductors are operating within their Rating. If a line conductor is intentionally or inadvertently operated beyond its Rating and Rated Electrical Operating Condition (potentially in violation of other standards), the occurrence of a clearance encroachment may occur solely due to that condition. For example, emergency actions taken by an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner or Reliability Coordinator to protect an Interconnection may cause excessive sagging and an outage. Another example would be ice loading beyond the line's Rating and Rated Electrical Operating Condition. Such vegetation-related encroachments and outages are not violations of this standard.

Evidence of failures to adequately manage vegetation include real-time observation of a vegetation encroachment into the MVCD (absent a Sustained Outage), or a vegetation-related encroachment resulting in a Sustained Outage due to a fall-in from inside the ROW, or a vegetation-related encroachment resulting in a Sustained Outage due to the blowing together of the lines and vegetation located inside the ROW, or a vegetation-related encroachment resulting in a Sustained Outage due to a grow-in. Faults which do not cause a Sustained outage and which are confirmed to have been caused by vegetation encroachment within the MVCD are considered the equivalent of a Real-time observation for violation severity levels.

With this approach, the VSLs for R1 and R2 are structured such that they directly correlate to the severity of a failure of an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner to manage vegetation and to the corresponding performance level of the Transmission Owner's vegetation program's ability to meet the objective of "preventing the risk of those vegetation related outages that could lead to Cascading." Thus violation severity increases with an applicable Transmission Owner's or applicable Generator Owner's inability to meet this goal and its potential of leading to a Cascading event. The additional benefits of such a combination are that it simplifies the standard and clearly defines performance for compliance. A performance-based requirement of this nature will promote high quality, cost effective vegetation management programs that will deliver the overall end result of improved reliability to the system.

Multiple Sustained Outages on an individual line can be caused by the same vegetation. For example initial investigations and corrective actions may not identify and remove the actual outage cause then another outage occurs after the line is re-energized and previous high conductor temperatures return. Such events are considered to be a single vegetation-related Sustained Outage under the standard where the Sustained Outages occur within a 24 hour period.

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

~~The MVCD is a calculated minimum distance stated in feet (or meters) to prevent spark over, for various altitudes and operating voltages that is used in the design of Transmission Facilities. Keeping vegetation from entering this space will prevent transmission outages.~~

If the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner has applicable lines operated at nominal voltage levels not listed in Table 2, then the applicable TO or applicable GO should use the next largest clearance distance based on the next highest nominal voltage in the table to determine an acceptable distance.

Requirement R3:

R3 is a competency based requirement concerned with the maintenance strategies, procedures, processes, or specifications, an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner uses for vegetation management.

An adequate transmission vegetation management program formally establishes the approach the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner uses to plan and perform vegetation work to prevent transmission Sustained Outages and minimize risk to the transmission system. The approach provides the basis for evaluating the intent, allocation of appropriate resources, and the competency of the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner in managing vegetation. There are many acceptable approaches to manage vegetation and avoid Sustained Outages. However, the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner must be able to show the documentation of its approach and how it conducts work to maintain clearances.

An example of one approach commonly used by industry is ANSI Standard A300, part 7. However, regardless of the approach a utility uses to manage vegetation, any approach an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner chooses to use will generally contain the following elements:

- 1. the maintenance strategy used (such as minimum vegetation-to-conductor distance or maximum vegetation height) to ensure that MVCD clearances are never violated;*
- 2. the work methods that the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner uses to control vegetation*
- 3. a stated Vegetation Inspection frequency*
- 4. an annual work plan*

The conductor's position in space at any point in time is continuously changing in reaction to a number of different loading variables. -Changes in vertical and horizontal conductor positioning are the result of thermal and physical loads applied to the line. -Thermal loading is a function of line current and the combination of numerous variables influencing ambient heat dissipation including wind velocity/direction, ambient air temperature and precipitation. -Physical loading applied to the conductor affects sag and sway by combining physical factors such as ice and wind loading. -The movement of the transmission line conductor and the MVCD is illustrated in Figure 1 below. -In the Technical Reference document more figures and explanations of conductor dynamics are provided.

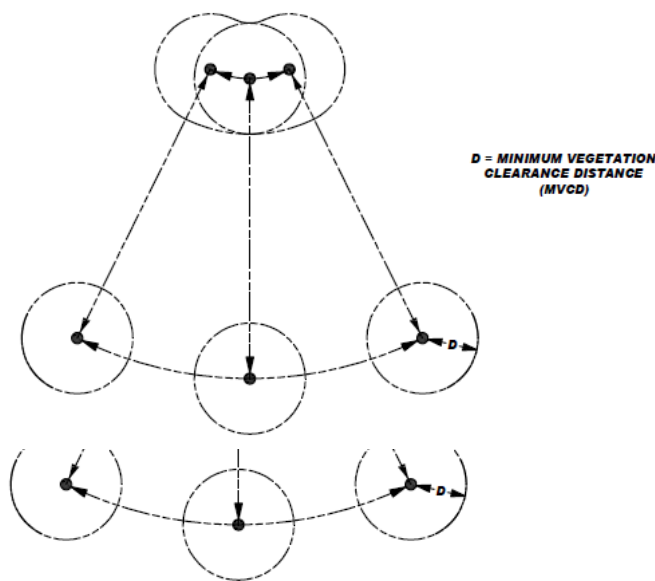


Figure 1

A cross-section view of a single conductor at a given point along the span is shown with six possible conductor positions due to movement resulting from thermal and mechanical loading.

Requirement R4:

R4 is a risk-based requirement. -It focuses on preventative actions to be taken by the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner for the mitigation of Fault risk when a

Formatted: Font: Not Bold

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

vegetation threat is confirmed. -R4 involves the notification of potentially threatening vegetation conditions, without any intentional delay, to the control center holding switching authority for that specific transmission line. -Examples of acceptable unintentional delays may include communication system problems (for example, cellular service or two-way radio disabled), crews located in remote field locations with no communication access, delays due to severe weather, etc.

Confirmation is key that a threat actually exists due to vegetation. -This confirmation could be in the form of an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner employee who personally identifies such a threat in the field. -Confirmation could also be made by sending out an employee to evaluate a situation reported by a landowner.

Vegetation-related conditions that warrant a response include vegetation that is near or encroaching into the MVCD (a grow-in issue) or vegetation that could fall into the transmission conductor (a fall-in issue). -A knowledgeable verification of the risk would include an assessment of the possible sag or movement of the conductor while operating between no-load conditions and its rating.

The applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner has the responsibility to ensure the proper communication between field personnel and the control center to allow the control center to take the appropriate action until or as the vegetation threat is relieved. Appropriate actions may include a temporary reduction in the line loading, switching the line out of service, or other preparatory actions in recognition of the increased risk of outage on that circuit. -The notification of the threat should be communicated in terms of minutes or hours as opposed to a longer time frame for corrective action plans (see R5).

All potential grow-in or fall-in vegetation-related conditions will not necessarily cause a Fault at any moment. -For example, some applicable Transmission Owners or applicable Generator Owners may have a danger tree identification program that identifies trees for removal with the potential to fall near the line. -These trees would not require notification to the control center unless they pose an immediate fall-in threat.

Requirement R5:

R5 is a risk-based requirement. -It focuses upon preventative actions to be taken by the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner for the mitigation of Sustained Outage risk when temporarily constrained from performing vegetation maintenance. -The intent of this requirement is to deal with situations that prevent the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner from performing planned vegetation management work and, as a result, have the potential to put the transmission line at risk. -Constraints to performing vegetation maintenance work as planned could result from legal injunctions filed by property owners, the discovery of easement stipulations which limit the applicable Transmission Owner's or applicable Generator Owner's rights, or other circumstances.

This requirement is not intended to address situations where the transmission line is not at potential risk and the work event can be rescheduled or re-planned using an alternate work methodology. -For example, a land owner may prevent the planned use of ~~chemicals on non-threatening, low growth~~ herbicides to control incompatible vegetation outside of the MVCD, but agree to the use of mechanical clearing. - In this case the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner is not under any immediate time constraint for achieving the management objective, can easily reschedule work using an alternate approach, and therefore does not need to take interim corrective action.

However, in situations where transmission line reliability is potentially at risk due to a constraint, the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner is required to take an interim corrective action to mitigate the potential risk to the transmission line. -A wide range of actions can be taken to address various situations. -General considerations include:

- Identifying locations where the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner is constrained from performing planned vegetation maintenance work which potentially leaves the transmission line at risk.
- Developing the specific action to mitigate any potential risk associated with not performing the vegetation maintenance work as planned.
- Documenting and tracking the specific action taken for the location.
- In developing the specific action to mitigate the potential risk to the transmission line the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner could consider location specific measures such as modifying the inspection and/or maintenance intervals. -Where a legal constraint would not allow any vegetation work, the interim corrective action could include limiting the loading on the transmission line.
- The applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner should document and track the specific corrective action taken at each location. -This location may be indicated as one span, one tree or a combination of spans on one property where the constraint is considered to be temporary.

Requirement R6:

R6 is a risk-based requirement. -This requirement sets a minimum time period for completing Vegetation Inspections. The provision that Vegetation Inspections can be performed in conjunction with general line inspections facilitates a Transmission Owner's ability to meet this requirement. However, the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner may determine that more frequent vegetation specific inspections are needed to maintain reliability levels, based on factors such as anticipated growth rates of the local vegetation, length of the local growing season, limited ROW width, and local rainfall. -Therefore it is expected that some transmission lines may be designated with a higher frequency of inspections.

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

The VSLs for Requirement R6 have levels ranked by the failure to inspect a percentage of the applicable lines to be inspected. -To calculate the appropriate VSL the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner may choose units such as: circuit, pole line, line miles or kilometers, etc.

For example, when an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner operates 2,000 miles of applicable transmission lines this applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner will be responsible for inspecting all the 2,000 miles of lines at least once during the calendar year. -If one of the included lines was 100 miles long, and if it was not inspected during the year, then the amount failed to inspect would be $100/2000 = 0.05$ or 5%. The "Low VSL" for R6 would apply in this example.

Requirement R7:

R7 is a risk-based requirement. -The applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner is required to complete its ~~an~~ annual work plan for vegetation management to accomplish the purpose of this standard. Modifications to the work plan in response to changing conditions or to findings from vegetation inspections may be made and documented provided they do not put the transmission system at risk. -The annual work plan requirement is not intended to necessarily require a "span-by-span", or even a "line-by-line" detailed description of all work to be performed. It is only intended to require that the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner provide evidence of annual planning and execution of a vegetation management maintenance approach which successfully prevents encroachment of vegetation into the MVCD.

~~For example, when~~When an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner identifies 1,000 miles of applicable transmission lines to be completed in the applicable Transmission Owner's or applicable Generator Owner's annual plan, the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner will be responsible completing those identified miles. -If ~~an~~ applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner makes a modification to the annual plan that does not put the transmission system at risk of an encroachment the annual plan may be modified. If 100 miles of the annual plan is deferred until next year the calculation to determine what percentage was completed for the current year would be: $1000 - 100$ (deferred miles) = 900 modified annual plan, or $900 / 900 = 100\%$ completed annual miles. -If an applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner only completed 875 of the total 1000 miles with no acceptable documentation for modification of the annual plan the calculation for failure to complete the annual plan -would be: $1000 - 875 = 125$ miles failed to complete then, 125 miles (not completed) / 1000 total annual plan miles = 12.5% failed to complete.

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: Not Bold

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

The ability to modify the work plan allows the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner to change priorities or treatment methodologies during the year as conditions or situations dictate. -For example recent line inspections may identify unanticipated high priority work, weather conditions (drought) could make herbicide application ineffective during the plan year, or a major storm could require redirecting local resources away from planned maintenance. -This situation may also include complying with mutual assistance agreements by moving resources off the applicable Transmission Owner's or applicable Generator Owner's system to work on another system. -Any of these examples could result in acceptable deferrals or additions to the annual work plan provided that they do not put the transmission system at risk of a vegetation encroachment.

In general, the vegetation management maintenance approach should use the full extent of the applicable Transmission Owner's or applicable Generator Owner's easement, fee simple and other legal rights allowed. -A comprehensive approach that exercises the full extent of legal rights on the ROW is superior to incremental management because in the long term it reduces the overall potential for encroachments, and it ensures that future planned work and future planned inspection cycles are sufficient.

When developing the annual work plan the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner should allow time for procedural requirements to obtain permits to work on federal, state, provincial, public, tribal lands. In some cases the lead time for obtaining permits may necessitate preparing work plans more than a year prior to work start dates. -Applicable Transmission Owners or applicable Generator Owners may also need to consider those special landowner requirements as documented in easement instruments.

This requirement sets the expectation that the work identified in the annual work plan will be completed as planned. -Therefore, deferrals or relevant changes to the annual plan shall be documented. Depending on the planning and documentation format used by the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner, evidence of successful annual work plan execution could consist of signed-off work orders, signed contracts, printouts from work management systems, spreadsheets of planned versus completed work, timesheets, work inspection reports, or paid invoices. Other evidence may include photographs, and walk-through reports.

~~FAC 003 TABLE 2 Minimum Vegetation Clearance Distances (MVCD)²⁴
For Alternating Current Voltages (feet)~~

(-AC) Nominal System Voltage (KV)	(-AC) Maximum System Voltage (kV) ²⁵	MVCD (feet) Over sea level up to 500 ft	MVCD (feet) Over 500 ft up to 1000 ft	MVCD feet Over 1000 ft up to 2000 ft	MVCD feet Over 2000 ft up to 3000 ft	MVCD feet Over 3000 ft up to 4000 ft	MVCD feet Over 4000 ft up to 5000 ft	MVCD feet Over 5000 ft up to 6000 ft	MVCD feet Over 6000 ft up to 7000 ft	MVCD feet Over 7000 ft up to 8000 ft	MVCD feet Over 8000 ft up to 9000 ft	MVCD feet Over 9000 ft up to 10000 ft	MVCD feet Over 10000 ft up to 11000 ft
765	800	8.2ft	8.33ft	8.61ft	8.89ft	9.17ft	9.45ft	9.73ft	10.01ft	10.29ft	10.57ft	10.85ft	11.13ft
500	550	5.15ft	5.25ft	5.45ft	5.66ft	5.86ft	6.07ft	6.28ft	6.49ft	6.7ft	6.92ft	7.13ft	7.35ft
345	362	3.19ft	3.26ft	3.39ft	3.53ft	3.67ft	3.82ft	3.97ft	4.12ft	4.27ft	4.43ft	4.58ft	4.74ft
287	302	3.88ft	3.96ft	4.12ft	4.29ft	4.45ft	4.62ft	4.79ft	4.97ft	5.14ft	5.32ft	5.50ft	5.68ft
220	242	3.03ft	3.09ft	3.22ft	3.36ft	3.49ft	3.63ft	3.78ft	3.92ft	4.07ft	4.22ft	4.37ft	4.53ft
161*	169	2.05ft	2.09ft	2.19ft	2.28ft	2.38ft	2.48ft	2.58ft	2.69ft	2.8ft	2.91ft	3.03ft	3.14ft
138*	145	1.74ft	1.78ft	1.86ft	1.94ft	2.03ft	2.12ft	2.21ft	2.3ft	2.4ft	2.49ft	2.59ft	2.7ft
115*	121	1.44ft	1.47ft	1.54ft	1.61ft	1.68ft	1.75ft	1.83ft	1.91ft	1.99ft	2.07ft	2.16ft	2.25ft
88*	100	1.18ft	1.21ft	1.26ft	1.32ft	1.38ft	1.44ft	1.5ft	1.57ft	1.64ft	1.71ft	1.78ft	1.86ft

²⁴ The distances in this Table are the minimums required to prevent Flash-over; however prudent vegetation maintenance practices dictate that substantially greater distances will be achieved at time of vegetation maintenance.

²⁵ Where applicable lines are operated at nominal voltages other than those listed, the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner should use the maximum system voltage to determine the appropriate clearance for that line.

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: Not Bold

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

69*	72	0.84ft	0.86ft	0.90ft	0.94ft	0.99ft	1.03ft	1.08ft	1.13ft	1.18ft	1.23ft	1.28ft	1.34ft
-----	----	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

* Such lines are applicable to this standard only if PC has determined such per FAC 014 (refer to the Applicability Section above)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

TABLE 2 (CONT) — Minimum Vegetation Clearance Distances (MVCD)⁷
 For Alternating Current Voltages (meters)

(-AC-) Nominal System Voltage (KV)	(-AC-) Maximum System Voltage (kV) ⁸	MVCD meters Over sea level up to 152.4 m	MVCD meters Over 152.4 m up to 204.8 m	MVCD meters Over 204.8 m up to 609.6m	MVCD meters Over 609.6m up to 914.4m	MVCD meters Over 914.4m up to 1219.2m	MVCD meters Over 1219.2m up to 1524m	MVCD meters Over 1524 m up to 1828.8 m	MVCD meters Over 1828.8m up to 2133.6m	MVCD meters Over 2133.6m up to 2438.4m	MVCD meters Over 2438.4m up to 2743.2m	MVCD meters Over 2743.2m up to 3048m	MVCD meters Over 3048m up to 3352.8m
765	800	2.49m	2.54m	2.62m	2.71m	2.80m	2.88m	2.97m	3.05m	3.14m	3.22m	3.31m	3.39m
500	550	1.57m	1.6m	1.66m	1.73m	1.79m	1.85m	1.91m	1.98m	2.04m	2.11m	2.17m	2.24m
345	362	0.97m	0.99m	1.03m	1.08m	1.12m	1.16m	1.21m	1.26m	1.30m	1.35m	1.40m	1.44m
287	302	1.18m	0.88m	1.26m	1.31m	1.36m	1.41m	1.46m	1.51m	1.57m	1.62m	1.68m	1.73m
230	242	0.92m	0.94m	0.98m	1.02m	1.06m	1.11m	1.15m	1.19m	1.24m	1.29m	1.33m	1.38m
161*	169	0.62m	0.64m	0.67m	0.69m	0.73m	0.76m	0.79m	0.82m	0.85m	0.89m	0.92m	0.96m
138*	145	0.53m	0.54m	0.57m	0.59m	0.62m	0.65m	0.67m	0.70m	0.73m	0.76m	0.79m	0.82m
115*	121	0.44m	0.45m	0.47m	0.49m	0.51m	0.53m	0.56m	0.58m	0.61m	0.63m	0.66m	0.69m

Formatted: Font: Not Bold

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

88*	100	0.36m	0.37m	0.38m	0.40m	0.42m	0.44m	0.46m	0.48m	0.50m	0.52m	0.54m	0.57m
69*	72	0.26m	0.26m	0.27m	0.29m	0.30m	0.31m	0.33m	0.34m	0.36m	0.37m	0.39m	0.41m

* Such lines are applicable to this standard only if PC has determined such per FAC 014 (refer to the Applicability Section above)

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Indent: Left: 0"

TABLE 2 (CONT) — Minimum Vegetation Clearance Distances (MVCD)⁷

For Direct Current Voltages feet (meters)

(DC) Nominal Point-to- Ground Voltage (kV)	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters	MVCD meters
Over sea level up to 500-ft	Over 500 ft up to 1000-ft	Over 1000 ft up to 2000-ft	Over 2000 ft up to 3000-ft	Over 3000 ft up to 4000-ft	Over 4000 ft up to 5000-ft	Over 5000 ft up to 6000-ft	Over 6000 ft up to 7000-ft	Over 7000 ft up to 8000-ft	Over 8000 ft up to 9000-ft	Over 9000 ft up to 10000-ft	Over 10000 ft up to 11000-ft	

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: Not Bold

FAC-003-4 Transmission Vegetation Management

	(Oversee level up to 152.4 m)	(Over 152.4 m up to 304.8 m)	(Over 304.8 m up to 609.6 m)	(Over 609.6 m up to 914.4 m)	(Over 914.4 m up to 1219.2 m)	(Over 1219.2 m up to 1524 m)	(Over 1524 m up to 1828.8 m)	(Over 1828.8 m up to 2133.6 m)	(Over 2133.6 m up to 2438.4 m)	(Over 2438.4 m up to 2743.2 m)	(Over 2743.2 m up to 3048 m)	(Over 3048 m up to 3352.8 m)
±750	14.12ft (4.30m)	14.31ft (4.36m)	14.70ft (4.48m)	15.07ft (4.59m)	15.45ft (4.71m)	15.82ft (4.82m)	16.2ft (4.94m)	16.55ft (5.04m)	16.91ft (5.15m)	17.27ft (5.26m)	17.62ft (5.37m)	17.97ft (5.48m)
±600	10.23ft (3.12m)	10.39ft (3.17m)	10.74ft (3.26m)	11.04ft (3.36m)	11.35ft (3.46m)	11.66ft (3.55m)	11.98ft (3.65m)	12.3ft (3.75m)	12.62ft (3.85m)	12.92ft (3.94m)	13.24ft (4.04m)	13.54ft (4.13m)
±500	8.03ft (2.45m)	8.16ft (2.49m)	8.44ft (2.57m)	8.71ft (2.65m)	8.99ft (2.74m)	9.25ft (2.82m)	9.55ft (2.91m)	9.82ft (2.99m)	10.1ft (3.08m)	10.38ft (3.16m)	10.65ft (3.25m)	10.92ft (3.33m)
±400	6.07ft (1.85m)	6.18ft (1.88m)	6.41ft (1.95m)	6.63ft (2.02m)	6.86ft (2.09m)	7.09ft (2.16m)	7.23ft (2.23m)	7.56ft (2.30m)	7.89ft (2.38m)	8.02ft (2.45m)	8.27ft (2.52m)	8.51ft (2.59m)
±350	3.59ft (1.07m)	3.57ft (1.09m)	3.72ft (1.13m)	3.87ft (1.18m)	4.02ft (1.23m)	4.18ft (1.27m)	4.34ft (1.32m)	4.5ft (1.37m)	4.66ft (1.42m)	4.82ft (1.47m)	5.00ft (1.52m)	5.17ft (1.58m)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: Not Bold

Supplemental Material

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Notes:

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted

The SDT determined that the use of IEEE 516-2003 in version 1 of FAC-003 was a misapplication. The SDT consulted specialists who advised that the Gallet ~~Equation~~equation would be a technically justified method. The explanation of why the Gallet approach is more appropriate is explained in the paragraphs below.

Formatted: Font: +Body (Calibri)

The drafting team sought a method of establishing minimum clearance distances that uses realistic weather conditions and realistic maximum transient over-voltages factors for in-service transmission lines.

Formatted: Font: +Body (Calibri)

The SDT considered several factors when looking at changes to the minimum vegetation to conductor distances in FAC-003-1:

Formatted: Font: +Body (Calibri)

- avoid the problem associated with referring to tables in another standard (IEEE-516-2003)
- transmission lines operate in non-laboratory environments (wet conditions)
- transient over-voltage factors are lower for in-service transmission lines than for inadvertently re-energized transmission lines with trapped charges.

Formatted: Space Before: 6 pt, After: 0 pt, Add space between paragraphs of the same style

FAC-003-1 ~~uses~~used the minimum air insulation distance (MAID) without tools formula provided in IEEE 516-2003 to determine the minimum distance between a transmission line conductor and vegetation. The equations and methods provided in IEEE 516 were developed by an IEEE Task Force in 1968 from test data provided by thirteen independent laboratories. The distances provided in IEEE 516 Tables 5 and 7 are based on the withstand voltage of a dry rod-rod air gap, or in other words, dry laboratory conditions. Consequently, the validity of using these distances in an outside environment application has been questioned.

Formatted: Left, Don't adjust space between Latin and Asian text, Don't adjust space between Asian text and numbers

Formatted: Font: +Body (Calibri)

FAC-003-011 allowed Transmission Owners to use either Table 5 or Table 7 to establish the minimum clearance distances. Table 7 could be used if the Transmission Owner knew the maximum transient over-voltage factor for its system. Otherwise, Table 5 would have to be used. Table 5 represented minimum air insulation distances under the worst possible case for transient over-voltage factors. These worst case transient over-voltage factors were as follows: 3.5 for voltages up to 362 kV phase to phase; 3.0 for 500 - 550 kV phase to phase; and 2.5 for 765 to 800 kV phase to phase. These worst case over-voltage factors were also a cause for concern in this particular application of the distances.

Formatted: Don't adjust space between Latin and Asian text, Don't adjust space between Asian text and numbers

Formatted: Font: +Body (Calibri)

In general, the worst case transient over-voltages occur on a transmission line that is inadvertently re-energized immediately after the line is de-energized and a trapped charge is still present. The intent of FAC-003 is to keep a transmission line that is in service from becoming de-energized (i.e. tripped out) due to spark-over from the line conductor to nearby vegetation. Thus, the worst case transient overvoltage assumptions are not appropriate for this

Formatted: Font: +Body (Calibri), Not Italic

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted: Tab stops: 6.44", Centered + 9", Right

Formatted: Page Number, Font: +Body (Calibri)

application. Rather, the appropriate over voltage values are those that occur only while the line is energized.

Typical values of transient over-voltages of in-service lines, ~~as such~~, are not readily available in the literature because they are negligible compared with the maximums. A conservative value for the maximum transient over-voltage that can occur anywhere along the length of an in-service ac line ~~is was~~ approximately 2.0 per unit. This value ~~is was~~ a conservative estimate of the transient over-voltage that is created at the point of application (e.g. a substation) by switching a capacitor bank without pre-insertion devices (e.g. closing resistors). At voltage levels where capacitor banks are not very common (e.g. Maximum System Voltage of 362 kV), the maximum transient over-voltage of an in-service ac line are created by fault initiation on adjacent ac lines and shunt reactor bank switching. These transient voltages are usually 1.5 per unit or less.

Even though these transient over-voltages will not be experienced at locations remote from the bus at which they are created, in order to be conservative, it is assumed that all nearby ac lines are subjected to this same level of over-voltage. Thus, a maximum transient over-voltage factor of 2.0 per unit for transmission lines operated at 302 kV and below ~~is was~~ considered to be a realistic maximum in this application.- Likewise, for ac transmission lines operated at Maximum System Voltages of 362 kV and above a transient over-voltage factor of 1.4 per unit ~~is was~~ considered a realistic maximum.

The Gallet ~~Equation~~equations are an accepted method for insulation coordination in tower design.- These equations are used for computing the required strike distances for proper transmission line insulation coordination. They were developed for both wet and dry applications and can be used with any value of transient over-voltage factor. The Gallet ~~Equation~~equation also can take into account various air gap geometries.- This approach was used to design the first 500 kV and 765 kV lines in North America.

If one compares the MAID using the IEEE 516-2003 Table 7 (table D.5 for English values) with the critical spark-over distances computed using the Gallet wet equations, ~~for each of the nominal voltage classes and identical transient over-voltage factors, the Gallet equations yield a more conservative (larger) minimum distance value.~~

Distances calculated from either the IEEE 516 (dry) formulas or the Gallet "wet" formulas are not vastly different when the same transient overvoltage factors are used; the "wet" equations will consistently produce slightly larger distances than the IEEE 516 equations when the same transient overvoltage is used. While the IEEE 516 equations were only developed for dry conditions the Gallet equations have provisions to calculate spark-over distances for both wet and dry conditions.

~~While EPRI is currently trying to establish~~ Since no empirical data for spark-over distances to live vegetation, ~~there are no spark over formulas currently derived expressly for vegetation to conductor minimum distances. Therefore existed at the time version 3 was developed,~~ the SDT chose a proven method that has been used in other EHV applications. The Gallet equations

Supplemental Material

Formatted: Font: +Body (Calibri)

relevance to wet conditions and the selection of a Transient Overvoltage Factor that is consistent with the absence of trapped charges on an in-service transmission line make this methodology a better choice.

The following table is an example of the comparison of distances derived from IEEE 516 and the Gallet equations.

Formatted: Tab stops: 6.44", Centered + 9", Right

Formatted: Page Number, Font: +Body (Calibri)

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Comparison of spark-over distances computed using Gallet wet equations vs. IEEE 516-2003 MAID distances

(AC) Nom System Voltage (kV)	(AC) Max System Voltage (kV)	Transient Over-voltage Factor (T)	Clearance (ft.) Gallet (wet) @ Alt. 3000 feet	Table 7 (Table D.5 for feet) IEEE 516-2003 MAID (ft) @ Alt. 3000 feet
765	800	2.0	14.36	13.95
500	550	2.4	11.0	10.07
345	362	3.0	8.55	7.47
230	242	3.0	5.28	4.2
115	121	3.0	2.46	2.1

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted Table

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 9 pt

Formatted: Font: +Body (Calibri), 12 pt, Bold

Formatted: Normal

Formatted: Tab stops: 6.44", Centered + 9", Right

Formatted: Page Number, Font: +Body (Calibri)

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. -Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for Applicability (section 4.2.4):

The areas excluded in 4.2.4 were excluded based on comments from industry for reasons summarized as follows: ↗

- 1) There is a very low risk from vegetation in this area. Based on an informal survey, no TOs reported such an event. ↗
- 2) Substations, switchyards, and stations have many inspection and maintenance activities that are necessary for reliability. Those existing process manage the threat. As such, the formal steps in this standard are not well suited for this environment. ↗
- 3) Specifically addressing the areas where the standard does and does not apply makes the standard clearer.

Rationale for Applicability (section 4.3):

Within the text of NERC Reliability Standard FAC-003-3, “transmission line(s)” and “applicable line(s)” can also refer to the generation Facilities as referenced in 4.3 and its subsections.

Rationale for R1 and R2:

Lines with the highest significance to reliability are covered in R1; all other lines are covered in R2.

Rationale for the types of failure to manage vegetation which are listed in order of increasing degrees of severity in non-compliant performance as it relates to a failure of an applicable Transmission Owner's or applicable Generator Owner's vegetation maintenance program:

1. ~~1.~~ This management failure is found by routine inspection or Fault event investigation, and is normally symptomatic of unusual conditions in an otherwise sound program.
2. ~~2.~~ This management failure occurs when the height and location of a side tree within the ROW is not adequately addressed by the program.
3. ~~3.~~ This management failure occurs when side growth is not adequately addressed and may be indicative of an unsound program.
4. ~~4.~~ This management failure is usually indicative of a program that is not addressing the most fundamental dynamic of vegetation management, (i.e. a grow-in under the line). If this type of failure is pervasive on multiple lines, it provides a mechanism for a Cascade.

Rationale for R3:

The documentation provides a basis for evaluating the competency of the applicable Transmission Owner’s or applicable Generator Owner’s vegetation program. There may be many acceptable approaches to maintain clearances. -Any approach must demonstrate that the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner avoids vegetation-to-wire conflicts under all Ratings and all Rated Electrical Operating Conditions. [See Figure](#)

Rationale for R4:

This is to ensure expeditious communication between the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner and the control center when a critical situation is confirmed.

Rationale for R5:

Legal actions and other events may occur which result in constraints that prevent the applicable Transmission Owner or applicable Generator Owner from performing planned vegetation maintenance work.

In cases where the transmission line is put at potential risk due to constraints, the intent is for the applicable Transmission Owner and applicable Generator Owner to put interim measures in place, rather than do nothing.

The corrective action process is not intended to address situations where a planned work methodology cannot be performed but an alternate work methodology can be used.

Rationale for R6:

Inspections are used by applicable Transmission Owners and applicable Generator Owners to assess the condition of the entire ROW. The information from the assessment can be used to determine risk, determine future work and evaluate recently-completed work. This requirement sets a minimum Vegetation Inspection frequency of once per calendar year but with no more than 18 months between inspections on the same ROW. Based upon average growth rates across North America and on common utility practice, this minimum frequency is reasonable. Transmission Owners should consider local and environmental factors that could warrant more frequent inspections.

Rationale for R7:

This requirement sets the expectation that the work identified in the annual work plan will be completed as planned. It allows modifications to the planned work for changing conditions, taking into consideration anticipated growth of vegetation and all other environmental factors, provided that those modifications do not put the transmission system at risk of a vegetation encroachment.

Supplemental Material

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Version History

Formatted: Font: Tahoma, Font color: Custom Color(RGB(38,77,116))

Formatted: Section, Left, Indent: Left: 0", Hanging: 1.38", Tab stops: 1.31", Left

Version	Date	Action	Change Tracking
1	TBA	1. Added "Standard Development Roadmap." 2. Changed "60" to "Sixty" in section A, 5.2. 3. Added "Proposed Effective Date: April 7, 2006" to footer. 4. Added "Draft 3: November 17, 2005" to footer.	01/20/06
1	April 4, 2007	Regulatory Approval - Effective Date	New
2	November 3, 2011	Adopted by the NERC Board of Trustees	
2	March 21, 2013	FERC Order issued approving FAC-003-2	
2	May 9, 2013	Board of Trustees adopted the modification of the VRF for Requirement R2 of FAC-003-2 by raising the VRF from "Medium" to "High."	
3	May 9, 2012	Adopted by Board of Trustees	
3	September 19, 2013	A FERC order was issued on September 19, 2013, approving FAC-003-3. This standard becomes enforceable on July 1, 2014 for Transmission Owners. For Generator Owners, R3	

Formatted: Font: +Body (Calibri)

Formatted Table

Formatted: Tab stops: 6.44", Centered + 9", Right

Formatted: Page Number, Font: +Body (Calibri)

Supplemental Material

Formatted: Font: +Body (Calibri)

		becomes enforceable on January 1, 2015 and all other requirements (R1, R2, R4, R5, R6, and R7) will become enforceable on January 1, 2016.	
3	November 22, 2013	Updated the VRF for R2 from "Medium" to "High" per a Final Rule issued by FERC.	

Formatted: Font: Bold

Formatted: Left, Tab stops: 3.69", Left

Formatted: Tab stops: 6.44", Centered + 9", Right

Formatted: Page Number, Font: +Body (Calibri)

Dates d'entrée en vigueur

Propriétaires d'installation de production

Il y a deux dates d'entrée en vigueur associées à cette norme.

La première date d'entrée en vigueur alloue du temps aux *propriétaires d'installation de production* pour développer des stratégies, des procédures, des procédés ou des spécifications de maintenance documentés tel que décrit à l'exigence E3.

Dans les territoires où l'approbation réglementaire est nécessaire, l'exigence E3 applicable aux *propriétaires d'installation de production* entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinents là où une approbation formelle de toutes les exigences est requise. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, l'exigence E3 entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation par le conseil d'administration de la NERC ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme « ERO ».

La seconde date d'entrée en vigueur alloue du temps aux entités pour se conformer aux exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7.

Dans les territoires où l'approbation réglementaire est nécessaire, les exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7 applicables aux *propriétaires d'installation de production* entrent en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir deux ans après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinents là où une approbation formelle de toutes les exigences est requise. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, les exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7 entrent en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation par le conseil d'administration de la NERC ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme « ERO ».

Dates d'entrée en vigueur pour des lignes individuelles lorsqu'elles se retrouvent dans des cas spécifiques de transition :

1. — Une ligne exploitée à moins de 200 kV, désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ou désignée par le « Western Electricity Coordinating Council » (WECC) comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, devient assujettie à cette norme à la plus tardive des dates suivantes : 1) 12 mois après la date où le *coordonnateur de la planification* ou le WECC a initialement désigné la ligne comme étant un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, ou 2) le 1^{er} janvier de l'année de planification pendant laquelle la ligne est prévue être désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.
2. — Une ligne exploitée à moins de 200 kV actuellement assujettie à cette norme comme un élément désigné d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée ne sera plus assujettie à cette norme à compter de cette date.

3. — Une ligne exploitée à 200 kV ou plus, actuellement assujettie à cette norme, désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC et pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée sera assujettie à l'exigence E2 et ne sera plus assujettie à l'exigence E1 à compter de cette date.
4. — Une ligne de transport existante exploitée à 200 kV ou plus, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition.
5. — Une ligne de transport existante exploitée à moins de 200 kV, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme, devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition de la ligne si au moment de l'acquisition la ligne est désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

Propriétaires d'installation de transport [transféré de la norme FAC-003-2]

Cette norme entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinents là où une approbation formelle de toutes les exigences est requise. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'adoption du conseil d'administration.

Dates d'entrée en vigueur pour des lignes individuelles lorsqu'elles se retrouvent dans des cas spécifiques de transition :

1. — Une ligne exploitée à moins de 200 kV, désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL) ou désignée par le « Western Electricity Coordinating Council » (WECC) comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, devient assujettie à cette norme à la plus tardive des dates suivantes : 1) 12 mois après la date où le *coordonnateur de la planification* ou le WECC a initialement désigné la ligne comme étant un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, ou 2) le 1er janvier de l'année de planification pendant laquelle la ligne est prévue être désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.
2. — Une ligne exploitée à moins de 200 kV actuellement assujettie à cette norme comme un élément désigné d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée ne sera plus assujettie à cette norme à compter de cette date.
3. — Une ligne exploitée à 200 kV ou plus, actuellement assujettie à cette norme, désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC et pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée sera assujettie à l'exigence E2 et ne sera plus assujettie à l'exigence E1 à compter de cette date.
4. — Une ligne de transport existante exploitée à 200 kV ou plus, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition.

5. ~~Une ligne de transport existante exploitée à moins de 200 kV, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme, devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition de la ligne si au moment de l'acquisition la ligne est désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.~~

A. Introduction

1. **Titre :** Maîtrise de la végétation ~~du~~ dans le réseau de transport
2. **Numéro :** FAC-003-~~34~~
3. **Objet :** Maintenir ~~un~~ la fiabilité du réseau de transport d'électricité ~~fiable~~ en utilisant une stratégie de défense en profondeur pour maîtriser la végétation ~~localisée~~ située dans les *emprises* de lignes de transport et pour limiter les empiètements par la végétation ~~localisée~~ située en bordure de l'*emprise*, et ainsi prévenir les risques de déclenchements ~~reliés~~ liés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascade*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaires* ~~d'installation~~ d'installation de transport visés
 - 4.1.1.1 *Propriétaires* ~~d'installation~~ d'installation de transport qui possèdent des installations de transport définies à la section 4.2.
 - 4.1.2 *Propriétaires* ~~d'installation~~ d'installation de production visés
 - 4.1.2.1 *Propriétaires* ~~d'installation~~ d'installation de production qui possèdent des installations de production définies à la section 4.3.
 - 4.2. **Installations de transport :** Installations définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), ~~incluant, mais sans s'y limiter, notamment~~ celles qui traversent ~~les~~ des terres ~~appartenant au fédéral³, à l'état, à la province, au public, au privé, fédérales², étatiques, provinciales, publiques, privées~~ ou ~~à des entités~~ tribales :
 - 4.2.1 Chaque ligne de transport aérienne exploitée à 200 kV ou plus.
 - 4.2.2 Chaque ligne de transport aérienne exploitée à moins de 200 kV et désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL en vertu de la norme FAC-014 de la NERC.
 - 4.2.3 Chaque ligne de transport aérienne exploitée à moins de 200 kV et désignée par le WECC comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC dans le *système de production-transport d'électricité*.
 - 4.2.4 Chaque ligne de transport aérienne ~~identifiée~~ indiquée ci-dessus (4.2.1 à 4.2.3) qui se trouve à l'extérieur de la zone clôturée de la cour de sectionnement, ~~ou~~ du poste ~~et de~~ ainsi que n'importe quelle portion de la portée d'une ligne de transport qui ~~traverse~~ franchit la clôture du poste.
 - 4.3. **Installations de production :** Installations définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), ~~incluant, mais sans s'y limiter, notamment~~ celles qui traversent ~~les~~ des terres ~~appartenant au fédéral³, à l'état, à la province, au public, au privé, fédérales⁴, étatiques, provinciales, publiques, privées~~ ou ~~à des entités~~ tribales :

³EPAAct 2005, section 1211c Approbations des accès par les agences fédérales.

² EPAAct 2005, section 1211c : Access Approvals by Federal Agencies.

³Idem.

⁴Idem.

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

- 4.3.1** Lignes de transport aériennes 1) qui ~~(1)~~ s'étendent sur plus d'un mile ou de 1,609 kilomètre km au-delà de la zone clôturée d'un poste de départ d'une centrale jusqu'au point d'interconnexion avec une installation d'un propriétaire d'installation de transport ou ~~(2)~~ qui n'ont pas une vue directe⁵ à partir de la clôture du poste de départ d'une centrale jusqu'au point d'interconnexion avec une installation d'un propriétaire d'installation de transport, et qui sont :
- 4.3.1.1** exploitées à 200 kV et plus ; ou
 - 4.3.1.2** exploitées à moins de 200 kV et désignées par le coordonnateur de la planification comme un élément d'une IROL en vertu de la norme FAC-014 de la NERC ; ou
 - 4.3.1.3** exploitées à moins de 200 kV et désignées par le WECC comme un élément d'un chemin de transfert majeur du WECC dans le système de production-transport d'électricité.

Mise en application de la norme :

Les exigences à l'intérieur d'une norme de fiabilité définissent ce qu'une entité doit faire pour être conforme et imposent certaines obligations de performance à une entité en lien avec la section 215 du « Federal Power Act ». La conformité sera mesurée dans tous les cas en déterminant si oui ou non une partie a respecté ou non l'exigence de la norme de fiabilité selon les faits spécifiques et les circonstances de son utilisation, de la propriété ou de l'exploitation du système de production-transport.

Les mesures fournissent des orientations pour l'évaluation de la non-conformité aux exigences. Les mesures sont des pièces justificatives qui peuvent être présentées pour démontrer la conformité à une exigence de la norme de fiabilité et ne sont pas faites pour contenir des quantités définies pour déterminer si la performance est satisfaisante ni pour limiter comment une entité peut démontrer la conformité si des alternatives valables pour démontrer la conformité sont disponibles dans un cas particulier. Une norme de fiabilité peut être mise en application en l'absence de mesures spécifiées.

Les entités doivent se conformer à la section « Conformité » dans son entièreté, incluant les procédures administratives qui présentent, entre autres choses, les exigences de déclaration.

- 5.** La section « Principes directeurs et fondements techniques », la section « Contexte » et les boîtes de texte avec les « exemples » et « justification » sont fournis à titre informatif. Ils sont conçus pour transmettre les principes directeurs à partir des activités variées de la NERC. La section « Principes directeurs et fondements techniques », la section « Contexte » et les boîtes de texte avec les exemples et la justification ne servent pas à établir de nouvelles exigences en vertu des normes de fiabilité de la NERC ou à modifier les exigences de toute autre norme de fiabilité de la NERC existante. La mise en œuvre de la section « Principes directeurs et fondements techniques », de la section « Contexte » et des boîtes de textes avec les « exemples » et « justification » n'est pas une substitution à la conformité aux exigences des normes de fiabilité de la NERC.

⁵ « Vue directe » signifie la distance jusqu'à laquelle elle/élément peut être vue par une personne normale sans instrument spécial (ex. jumelles, télescopes, lunettes, télescope, lunette d'approche, etc.) lors d'un jour par temps clair.

6. **Contexte** : Cette norme utilise fait appel à trois types d'exigences qui prévoient des couches de protection pour prévenir les déclenchements reliés à la végétation qui pourraient mener à des déclenchements en cascade :

- a) Exigence basée sur la performance – Définit un objectif ou un effet particulier à atteindre en matière de fiabilité. Dans sa plus simple expression, une exigence basée sur les résultats comprend quatre composants : Qui, sous éléments : qui, dans quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quelle performance ou résultat particuliers sur particulier dans le système de production transport électrique interconnecté ?
- b) Exigence basée sur le risque – exigences préventives pour Exigence préventive visant à réduire les risques de défaillance à des niveaux de tolérance acceptables. Une exigence de fiabilité basée sur le risque doit être formulée ainsi : qui, sous dans quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quel résultat ou effet particuliers particulier qui réduit réduit un risque identifié reconnu pour la fiabilité du système de production transport électrique interconnecté ?
- c) Exigence basée sur la compétence – Définit un ensemble minimal de compétences qu'une entité a besoin d'avoir pour démontrer qu'elle est apte à effectuer ses fonctions désignées de fiabilité. Une exigence de fiabilité basée sur les compétences la compétence doit être formulée ainsi : Qui, sous : qui, dans quelles conditions (le cas échéant), doit avoir quelle compétence, pour atteindre quel résultat ou effet particuliers particulier ou pour réduire un risque sur concernant la fiabilité du système de production transport électrique interconnecté ?

La stratégie de défense en profondeur pour le développement l'élaboration des normes de fiabilité reconnaît que chaque exigence dans une norme de fiabilité de la NERC a un rôle dans la prévention des défaillances du réseau, et que ces rôles sont complémentaires et se renforcent mutuellement. Les normes de fiabilité ne devraient doivent pas être considérées comme un ensemble de besoins indépendants une compilation d'exigences indépendantes, mais devraient être considérées plutôt comme faisant partie d'un portefeuille d'exigences visant à parvenir à réaliser une stratégie globale de défense en profondeur et être compatibles compatibles avec les objectifs de qualité d'une norme de fiabilité.

Cette norme utilise fait appel à une stratégie de défense en profondeur pour améliorer la fiabilité du réseau de transport d'électricité en :

- en exigeant que la végétation soit maîtrisée pour prévenir l'empiètement de la végétation son empiètement dans la zone de dégagement nécessaire pour éviter un arc électrique (E1 et E2) ;
- en exigeant la documentation des stratégies, des procédures, des procédés et des spécifications de maintenance utilisés pour maîtriser la végétation afin d'éviter des conditions potentielles d'arcs électriques incluant la considération d'arc électrique, en tenant compte 1) du mouvement dynamique des conducteurs et 2) de l'interrelation entre le taux de croissance de la

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

végétation, les méthodes de contrôle maîtrise et la fréquence des inspections (E3) ;

- en exigeant l'avis d'aviser au moment opportun aux centres de contrôle concernés des conditions de végétation qui pourraient causer un arc électrique à tout moment (E4) ;
- en exigeant des actions correctives pour s'assurer afin que les distances de dégagement pour les arcs électriques ne seront soient pas dépassées due à des en raison de contraintes de travail telles comme des injonctions légal de tribunal (E5) ;
- en exigeant des inspections des conditions annuelles de l'état de la végétation devant être effectuées annuellement (E6) ; et ;
- en exigeant que les travaux annuels nécessaires pour prévenir les arcs électriques sont complétés soient effectués (E7).

Pour cette norme, les exigences ont été développées élaborées comme suit :

- Basée Exigences basées sur la performance : Exigences 1 E1 et 2 E2
- Basée Exigences basées sur la compétence : Exigence 3 E3
- Basée Exigences basées sur le risque : Exigences 4, 5, 6 E4, E5, E6 et 7 E7

L'exigence E3 sert de première ligne de défense en s'assurant faisant en sorte que les entités comprennent le problème qu'elles essaient de gérer et qu'elles ont établi des stratégies et des plans complets pour gérer le problème. Les exigences E1, E2 et E7 servent de deuxième lignes ligne de défense en exigeant demandant que les entités mettent en œuvre leurs plans et maîtrisent la végétation. L'exigence E6, laquelle exige qui prescrit des inspections, peut autant faire partie de la première lignes ligne de défense (comme intrant aux stratégies et aux plans) que de la troisième ligne de défense (comme une en tant que vérification de la des première et deuxième lignes lignes de défense). L'exigence E4 sert de dernière ligne de défense, laquelle traite des pour les cas où toutes les autres lignes de défense ont échoué.

Des pannes importantes et des problèmes d'exploitation ont été causés par de l'interférence entre une végétation trop haute et des lignes de transport situées sur divers types de terrains et de situations de propriété. L'adhésion aux Le respect des exigences de la norme pour toutes les lignes visées se trouvant sur n'importe quel type de terrain ou de servitude, que les terrains soient fédéraux, soit « étatiques » ou, provinciaux, publiques publics ou privés, des ou qu'il s'agisse de concessions, des de servitudes ou des de terres détenues en fief, réduira permettra de réduire et gérer de gérer le risque. Pour les besoins de la norme, l'expression « terres publiques » inclut les terrains municipaux, les terrains d'une municipalité, d'un village, les terrains d'une ville, et toutes les ou de diverses autres entités gouvernementales.

Cette norme traite de la maîtrise de la végétation le long des lignes aériennes visées et ne s'applique pas aux lignes souterraines, aux lignes sous-marines ou aux tronçons de lignes ligne à l'intérieur du périmètre d'un poste électrique.

Cette norme se concentre sur les lignes de transport afin de prévenir ees les pannes liées à causées par la végétation qui pourraient entraîner des déclenchements en cascade. Elle ne prétend pas prévenir des pannes dues à un contact avec un arbre chez un client sur les

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

lignes de distribution du réseau à basse tension. Par exemple, le service à une clientèle localisée peut être interrompu si la végétation entre en contact avec une ligne de transport à 69 kV alimentant ~~en puissance~~ un poste de distribution à 12 kV. Toutefois, cette norme n'est pas rédigée pour traiter de telles situations isolées qui ont un faible impact sur l'ensemble du réseau de transport ~~électrique~~ électricité.

Puisque la croissance de la végétation est constante et continue, ~~la~~ une végétation non maîtrisée ~~pose~~ présente un risque accru de panne, notamment lorsque de nombreuses lignes de transport sont exploitées ~~à ou~~ près de leurs *caractéristiques assignées*. Cela peut présenter un risque considérable de pannes de ligne successives lorsque les lignes présentent ~~une flèche importante~~ un fléchissement important, menant ainsi à des *déclenchements en cascade*. Lorsque la première ligne tombe en panne, le transfert du courant vers les autres lignes ~~et/ou les augmentations de la charge~~ augmentation des charges du réseau ~~entraînera~~ entraîneront la panne d'une deuxième ligne et ainsi que des autres lignes au fur et à mesure où un contact avec la végétation sous ces lignes se produira. À l'inverse, la majorité des autres causes de panne (~~telles que des arbres tombés par exemple la chute d'arbres~~ sur des lignes, la foudre, les animaux et les véhicules motorisés) n'ont pas de relation étroite avec le transfert de courant et l'augmentation de la charge du réseau. Ces événements ne sont pas plus susceptibles de survenir ~~lors d'un~~ lorsque le réseau est fortement chargé qu'à tout autre moment. Il n'y a pas de lien de cause à effet qui accroît la probabilité d'une occurrence simultanée de tels événements. Par conséquent, ces types ~~d'événements~~ d'événement sont très peu susceptibles de causer des défaillances de grande envergure du réseau électrique. ~~Alors, C'est pourquoi~~ cette norme accorde la priorité absolue à la maîtrise de la végétation pour empêcher le développement indu de la végétation.

B. Exigences et mesures

- E1.** ~~Chaque propriétaire d'installation de transport visé et~~ Chaque *propriétaire d'installation de transport visé ou propriétaire d'installation de production visé* doit maîtriser la végétation pour prévenir les ~~empiétements~~ types ci-dessous d'empiétement sur les *distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)* de ses lignes visées, qui sont soit un élément d'une IROL ~~ou~~, soit un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC; ~~et qui sont~~ exploitées à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* et de toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées, selon des types montrés ci-dessous*^{6, 7}; [Facteur de risque de ~~la non-conformité~~ : élevé] [Horizon ~~de temps~~ : exploitation en temps réel]

⁶ Cette exigence ne s'applique pas dans des circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport visé* ou d'un *propriétaire d'installation de production visé* assujetti à cette norme de fiabilité, incluant les *désastres naturels*, comme les séismes, les incendies, les tornades, les ouragans, les éboulements, les cisaillements de vent, les coups de vent, les grosses tempêtes (comme défini par le *propriétaire d'installation de transport visé* ou le *propriétaire d'installation de production visé* ou par un organisme réglementaire pertinent), les tempêtes de verglas, et les inondations; les activités humaines ou animales comme l'abattage, la coupe d'arbres par des animaux, les contacts de véhicules avec des arbres, ou la plantation, l'élimination ou l'extraction de végétation. Aucune information contenue dans cette note de bas de page ne doit être interprétée comme limitant les droits du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production visé* d'exercer toutes ses servitudes légales dans l'emprise.

⁷ Cette exigence ne s'applique pas dans des circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport visé* ou d'un *propriétaire d'installation de production visé* assujetti à cette norme de fiabilité, notamment les

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

- 1.1. un empiètement sur la MVCD ~~tel que montré~~indiquée au tableau 2 de la norme FAC-003, observé en *temps réel*, sans *déclenchement définitif* ~~relié~~lié à la végétation⁸ ;
 - 1.2. un empiètement dû à une chute à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* ~~relié~~lié à la végétation⁹ ;
 - 1.3. un empiètement dû aux vents mettant en contact les lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* ~~relié~~lié à la végétation⁻¹⁰ ;
 - 1.4. un empiètement sur la MVCD dû à la croissance de la végétation qui a causé un *déclenchement définitif* ~~relié~~lié à la végétation⁻¹¹ ;
- M1. ~~M1~~—Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ~~et~~ou *propriétaire d'installation de production* visé a les pièces justificatives attestant qu'il a maîtrisé la végétation pour prévenir l'empiètement sur la MVCD, ~~comme décrit~~conformément à l'exigence E1. ~~Les exemples~~Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables ~~peuvent inclure des~~ ; attestations datées, ~~des~~ rapports datés ne faisant état d'aucun *déclenchement définitif* associé à des empiètements des types 2 à 4 ci-dessus, ou ~~des~~ documents confirmant l'absence d'observations en temps réel d'empiètements sur une MVCD. (E1)
- E2. ~~E2~~—Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ~~et~~ou *propriétaire d'installation de production* visé doit maîtriser la végétation pour prévenir les ~~empiètements~~types ci-dessus d'empiètement sur la MVCD de ses lignes visées qui ne sont pas des éléments d'une IROL ni d'un *chemin de transfert* majeur du WECC ; ~~et qui sont~~ exploitées à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* et de toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*, ~~des types montrés ci-dessus~~^{12, 13} ;
[Facteur de risque de ~~la non-conformité~~ : élevé] [Horizon ~~de temps~~ : exploitation en temps réel]
- 2.1. un empiètement sur la MVCD ~~tel que montré~~au tableau 2 de la norme FAC-003, observé en temps réel, sans *déclenchement définitif* ~~relié~~lié à la végétation⁻¹⁴ ;
 - 2.2 un empiètement dû à une chute à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* ~~relié~~lié à la végétation⁻¹⁵ ;

désastres naturels comme les séismes, les incendies, les tornades, les ouragans, les éboulements, les cisaillements de vent, les coups de vent, les grosses tempêtes (selon la définition établie par le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production visé ou par un organisme réglementaire pertinent), les tempêtes de verglas et les inondations, ainsi que les activités humaines ou animales comme l'abattage, la coupe d'arbres par des animaux, les contacts de véhicules avec des arbres, ou la plantation, l'élimination ou l'extraction de végétation. Aucune information contenue dans cette note de bas de page ne doit être interprétée comme limitant les droits du propriétaire d'installation de transport visé ou du propriétaire d'installation de production visé d'exercer toutes ses servitudes légales dans l'emprise.

8. Si une confirmation ultérieure d'un défaut par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou par le *propriétaire d'installation de production* visé montre qu'un empiètement de la végétation à l'intérieur de la *limite-MVCD* est survenu en cause de la végétation présente à l'intérieur de l'*emprise*, on doit considérer que cela doit être considéré comme équivalent d'une équivalent à une observation en temps réel.
9. Plusieurs *déclenchements définitifs* d'une seule ligne, s'ils sont causés par la même végétation, seront signalés comme une seule panne ~~peu importe, quel que soit~~ le nombre de pannes, à l'intérieur d'une période de 24 heures.
10. Idem.
11. Idem.
- ¹² Voir la note de bas de page #4.
- ¹³ Voir la note de bas de page n° 4.
- ¹⁴ Voir la note de bas de page #n° 5.

2.3- un empiètement dû aux vents mettant en contact les lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'emprise qui a causé un déclenchement définitif ~~relié~~ à la végétation¹⁶ ;

2.4 un empiètement sur la MVCD dû à la croissance de la végétation qui a causé un déclenchement définitif ~~relié~~ à la végétation¹⁷ ;

M2. ~~M2.~~—Chaque propriétaire d'installation de transport visé ~~et~~ ~~ou~~ propriétaire d'installation de production visé a les pièces justificatives attestant qu'il a maîtrisé la végétation pour prévenir l'empiètement sur la MVCD, ~~comme décrit~~ ~~conformément~~ à l'exigence E2. ~~Les exemples~~ ~~Exemples non limitatifs~~ de pièces justificatives acceptables ~~peuvent inclure des~~ ; attestations datées, ~~des~~ rapports datés ne faisant état d'aucun déclenchement définitif associé à des empiètements des types 2 à 4 ci-dessus, ou ~~des~~ documents confirmant l'absence d'observations en temps réel d'empiètements sur une MVCD. (E2)

E3. ~~E3.~~—Chaque propriétaire d'installation de transport visé ~~et~~ ~~ou~~ propriétaire d'installation de production visé doit avoir des stratégies ~~de maintenance~~, des procédures, des procédés ou des spécifications documentés qu'il utilise pour prévenir l'empiètement de la végétation sur les MVCD de ses lignes visées et qui tiennent compte des facteurs suivants :

~~[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]~~

3.1 le mouvement des conducteurs ~~des~~ lignes visées exploitées suivant leurs caractéristiques assignées et leurs conditions d'exploitation électriques assignées ;

3.2 les interrelations entre les taux de croissance de la végétation, les méthodes d'intervention et la fréquence des inspections.

~~[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long terme]~~

M3. ~~M3.~~—Les stratégies ~~de maintenance~~, les procédures, les procédés ou les spécifications fournis démontrent que le propriétaire d'installation de transport visé et le propriétaire d'installation de production visé ~~peut~~ ~~peuvent~~ prévenir l'empiètement sur la MVCD en tenant compte des facteurs ~~identifiés~~ ~~indiqués~~ à l'exigence. (E3)

E4. ~~E4.~~—Chaque propriétaire d'installation de transport visé ~~et~~ ~~ou~~ propriétaire d'installation de production visé ~~doit~~, sans délai intentionnel, ~~doit~~ aviser le centre de contrôle ~~possédant~~ ~~l'autorité~~ ~~ayant autorité~~ sur les manœuvres pour les lignes associées visées lorsque le propriétaire d'installation de transport visé et ~~le~~ propriétaire d'installation de production visé a confirmé l'existence de conditions ~~impliquant~~ ~~liées~~ à la végétation qui pourraient causer un défaut à tout moment¹⁵ ;

~~[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : exploitation en temps réel]~~

15__ Voir la note de bas de page #n° 6.

16__ Idem.

17__ Idem.

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

- M4. ~~M4~~**—Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ~~et~~ *propriétaire d'installation de production* visé qui a une condition confirmée ~~impliquant~~ *liée* à la végétation pouvant causer un *défait* à tout moment ~~aura~~ *doit avoir* des pièces justificatives attestant qu'il a avisé le centre de contrôle ~~possédant l'autorité~~ *ayant autorité* sur les manœuvres pour la ligne de transport associée visée, sans délai intentionnel. ~~Les exemples~~ *Exemples non limitatifs* de pièces justificatives ~~peuvent inclure des :~~ journaux du centre de contrôle, ~~des~~ enregistrements vocaux, ~~des~~ ordres de manœuvres, ~~des~~ ordres de dégagement et ~~des~~ bons de travail subséquents. (E4)
- E5. ~~E5~~**—Lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé et un *propriétaire d'installation de production* visé ~~est~~ *sont* dans l'impossibilité d'effectuer des travaux de maîtrise de la végétation sur une ligne visée exploitée suivant ses *caractéristiques assignées* et ses *conditions d'exploitation électriques assignées*, et que cette contrainte peut résulter en un empiètement de la végétation sur la MVCD avant la mise en œuvre du plan de travail annuel suivant, ~~alors~~ le *propriétaire d'installation de transport* visé ~~et~~ le *propriétaire d'installation de production* visé doit prendre des mesures correctives pour assurer la maîtrise continue de la végétation ~~pour~~ *afin de* prévenir les empiètements.
[Facteur de risque de ~~la~~ *non-conformité* : moyen] [Horizon-~~de~~ *temps* : planification de ~~l'exploitation~~ *exploitation*]
- M5. ~~M5~~**—Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ~~et~~ *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a pris les mesures correctives pour chaque contrainte où une ligne de transport visée a été potentiellement mise à risque. ~~Les exemples~~ *Exemples non limitatifs* de pièces justificatives acceptables ~~peuvent inclure des :~~ bons de travail initialement planifiés, ~~la~~ documentation relative aux contraintes de la part de propriétaires fonciers, ~~des~~ ordonnances ~~de la cour, des~~ *d'un tribunal*, dossiers d'inspection d'une surveillance accrue, ~~la~~ documentation d'une réduction des *caractéristiques assignées* des lignes, ~~des~~ ordres de travaux révisés, ~~des~~ factures ou ~~des~~ pièces justificatives attestant que la ligne était hors charge. (E5)
- E6. ~~E6~~**—Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé ~~et~~ *propriétaire d'installation de production* visé doit effectuer la *surveillance de la végétation* de 100 % de ses lignes de transport visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – ~~numéro de circuits ou nombre de poteaux de~~ lignes, ~~miles ou de supports,~~ kilomètres ~~ou milles~~ de lignes, etc.) au moins une fois par année civile, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections de la même *emprise*.¹⁸ ~~..~~
[Facteur de risque de ~~la~~ *non-conformité (VRF)* : moyen] [Horizon-~~de~~ *temps* : planification de ~~l'exploitation~~ *l'exploitation*].]

18__ Lorsque le *propriétaire d'installation de transport* ~~concerné et~~ *visé ou* le *propriétaire d'installation de production* ~~concerné~~ *visé* est empêché d'effectuer la *surveillance de la végétation* dans les délais précisés à l'exigence E6 en raison d'un désastre naturel, le « TO » et le « GO » se voit ~~accordé~~ *accorder* une prolongation de délai ~~qui est~~ *égale* à la durée de l'~~empêchement~~ *empêchement* auquel le « TO » et le « GO » s'est vu empêché d'effectuer la *surveillance de la végétation* ~~et~~ *empêchement*.

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

- M6.** ~~M6.~~ Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et/ou *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a effectué la *surveillance de la végétation* dans l'*emprise* de la ligne de transport pour toutes les lignes visées au moins une fois par année civile, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections de la même *emprise*. ~~Les exemples~~ Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables ~~peuvent inclure :~~ des : bons de travail complétés et datés, ~~des~~ factures datées ou ~~des~~ dossiers d'inspection datés. (E6)
- E7.** ~~E7.~~ Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et/ou *propriétaire d'installation de production* visé doit compléter 100 % de son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation de ses lignes visées pour faire en sorte qu'il ne survienne aucun empiètement de la végétation à l'intérieur de la *MVCD*. Des modifications peuvent être apportées au plan de travail par suite de conditions changeantes ou de constatations faites durant ~~la~~ surveillances des inspections de la végétation (à condition que ces modifications n'entraînent pas un empiètement de la végétation sur la *MVCD*) ~~;~~ ; et doivent être documentées. Le calcul du pourcentage d'achèvement se ~~détermine~~ fait en divisant le nombre d'unités sur lesquelles les travaux sont effectivement terminés par le nombre d'unités dans le plan révisé final (mesurées en utilisant l'unité ~~de son choix~~ — numéro de choix ~~;~~ ; circuits ~~ou nombre de poteaux de~~ ; lignes, ~~miles ou de supports,~~ ; kilomètres ou milles de lignes, etc.). ~~Des~~ Exemples de motifs justifiant la modification du plan annuel ~~peuvent inclure :~~ ; [Facteur de risque de ~~la non-conformité~~ (VRF) : moyen] [Horizon ~~de temps~~ : planification de l'exploitation l'exploitation]
- 7.1. ~~◆~~ ◆ — changement ~~dans les~~ des taux de croissance ou ~~dans les~~ des facteurs environnementaux attendus ;
 - 7.2. ~~◆~~ ◆ — circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé¹⁹ ;
 - 7.3. ~~◆~~ ◆ — révision du calendrier de travail entre les saisons de croissance ;
 - 7.4. ~~◆~~ ◆ — disponibilité de l'équipe de travail ou de l'entrepreneur ~~/~~ / ou ententes d'assistance mutuelle ;
 - 7.5. ~~◆~~ ◆ — ~~identification d'un~~ travail hautement prioritaire imprévu ;
 - 7.6. ~~◆~~ ◆ — conditions météorologiques ~~/~~ / ou accessibilité ;
 - 7.7. ~~◆~~ ◆ — retards dans l'obtention des autorisations nécessaires ;
 - 7.8. ~~◆~~ ◆ — changement de propriétaire foncier ~~/~~ / ou modification de la vocation d'un terrain par le propriétaire foncier ;

19_ Les circonstances indépendantes de la volonté du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé incluent, mais sans s'y limiter, comprennent notamment les désastres naturels tels comme les séismes, les incendies, les tornades, les ouragans, les glissements de terrain, les tempêtes de verglas, les inondations et les grosses tempêtes selon la définition qu'en donne le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* ou un organisme réglementaire pertinent.

7.9. ~~◆~~ technologies émergentes.

M7. ~~M7.~~ Chaque propriétaire d'installation de transport visé et propriétaire d'installation de production visé doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a complété son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées. ~~Les exemples~~ Exemples non limitatifs de ~~documents de pièce justificative acceptable peuvent inclure une~~ pièces justificatives acceptables : copie du plan de travail annuel complété (tel que modifié), ~~des~~ bons de travail datés, ~~des~~ factures datées, ou ~~des~~ dossiers d'inspection datés. (E7)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « responsable des mesures pour assurer la conformité » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale doit servir, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs de responsable de la surveillance de l'application des la conformité aux normes à moins que l'entité visée soit possédée, opérée, ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, l'organisation régionale de fiabilité (ERO) ou l'entité régionale reconnue par la FERC ou d'autres autorités gouvernementales pertinentes doit servir de responsable de la surveillance de l'application des normes.

Pour la NERC, un surveillant indépendant sans intérêt personnel pour cet aspect obligatoires et exécutoires de la NERC doit servir comme responsable de la surveillance de l'application des normes.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes ~~suivantes~~ de conservation des pièces justificatives identifient les périodes de temps pour lesquelles indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est requis et tenue de conserver les certaines pièces justificatives spécifiques pour afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où les périodes la période de conservation des pièces justificatives spécifiées ci-dessous sont indiquée est plus courtes que le temps écoulé depuis l'audit le dernier audit plus récent, le responsable de la surveillance de l'application des normes CEA peut demander à une entité l'entité de fournir d'autres pièces justificatives pour montrer qu'elle était conforme attestant sa conformité pendant la totalité de la période de temps complète écoulée depuis l'audit le dernier audit plus récent.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives de conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son CEA lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

- Le propriétaire d'installation de transport visé et le propriétaire d'installation de production visé conservent doivent conserver les données ou les pièces justificatives pour montrer attestant leur conformité aux exigences E1, E2, E3, E5, E6 et E7, mesures M1, M2, M3, M5, M6 et M7 pendant trois années civiles à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives pour une plus longue période de temps dans le cadre d'une enquête.

- Le propriétaire d'installation de transport visé et le propriétaire d'installation de production visé ~~conserver~~doivent conserver les données ou les pièces justificatives ~~pour montrer~~attestant leur conformité à l'exigence E4, ~~et à~~ la mesure M4 pour les douze mois les plus récents de journaux d'exploitation ou les trois mois les plus récents d'enregistrements vocaux ou de transcriptions d'enregistrements vocaux, ~~à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives pour une plus longue période de temps à des fins d'enquête.~~
- Si un propriétaire d'installation de transport visé ou ~~le~~un propriétaire d'installation de production visé est jugé non ~~conforme~~ à une exigence, il doit conserver l'information relative à ~~la~~cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit de nouveau jugé conforme ou ~~pour~~pendant la période de temps ~~spécifiée~~indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue ~~des deux~~.

1.3. Le responsable Programme de la surveillance de l'application la conformité

Selon la définition des normes doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audits subséquents demandés et soumis règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de non-conformité
Déclaration de non-conformité
Plainte
Soumission périodique de données

1.4. Autres informations sur la conformité

Soumission périodique de données : Le propriétaire d'installation de transport visé et le propriétaire d'installation de production visé ~~soumettra~~doivent soumettre un rapport trimestriel à ~~son~~leur entité régionale, ou à l'organisme désigné par l'entité régionale, ~~identifiant~~indiquant tous les déclenchements définitifs des lignes visées exploitées suivant leurs caractéristiques assignées et leurs conditions d'exploitation électriques assignées ~~tel~~tels que ~~déterminé~~déterminés par le propriétaire d'installation de transport visé et le propriétaire d'installation de production visé comme ayant été causés par la végétation, à l'exception à des exclusions de la note de bas de page 2, et incluant au minimum ce qui suit :

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport




- — le nom du ou des circuits, la date, l'heure et la durée de la panne, la tension du circuit, une description de la cause de la panne, la catégorie associée au *déclenchement définitif*, tout autre commentaire pertinent, et toutes les mesures prises en réaction par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé.

Un *déclenchement définitif* doit être classé *selon* dans une des catégories suivantes :

- — Catégorie 1A — Croissance : *déclenchements définitifs* causés par la croissance de la végétation près des lignes visées, qui sont *identifiées/désignées* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, par la végétation à l'intérieur ou à l'extérieur de l'*emprise* des lignes.
- — Catégorie 1B — Croissance : *déclenchements définitifs* causés par la croissance de la végétation près des lignes visées, qui ne sont pas *identifiées/désignées* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, par la végétation à l'intérieur ou à l'extérieur de l'*emprise* des lignes.
- — Catégorie 2A — Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées, qui sont *identifiées/désignées* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.
- — Catégorie 2B — Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées, qui ne sont pas *identifiées/désignées* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.
- — Catégorie 3 — Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées en provenance de l'extérieur de l'*emprise*.
- — Catégorie 4A — Contacts *dû* au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui sont désignées comme faisant partie d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.
- — Catégorie 4B — Contacts *dû* au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui ne sont pas désignées comme faisant partie d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.

L'*entité régionale* déclarera ~~sur~~ l'information fournie par les *propriétaires d'installation de transport* visés et les *propriétaires d'installation de production* visés en vertu de ce qui précède, trimestriellement à la NERC, ainsi que toutes les mesures prises ~~en réaction~~ par l'*entité régionale* ~~à la suite~~ *en conséquence* de ~~n'importe quel~~ *tout* *déclenchement définitif* signalé.

Tableau des éléments de conformité

E#Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)					
			VSL faible	VSL modéré	Faible VSL élevé	Modéré VSL critique	Élevé Critique	
E1			Temps réel	Élevé	<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiètement sur la MVCD d'une ligne désignée comme un élément d'une IROL ou d'un <i>chemin de transfert</i> majeur du WECC, et l'empiètement sur la MVCD tel <u>qu'identifié indiquée</u> au tableau 2 de la norme FAC-003-4 a été observé en temps réel, en l'absence de <i>déclenchement définitif</i>.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiètement sur la MVCD d'une ligne désignée comme un élément d'une IROL ou d'un <i>chemin de transfert</i> majeur du WECC, et un <i>déclenchement définitif</i> <u>relié</u> à la végétation a été causé par un des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> •  une chute à partir de l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; •  un contact dû au vent, entre des lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; •  la croissance <u>de la végétation</u>. 		

- Cellules supprimées
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées
- Cellules supprimées

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

E#Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)				
			VSL faible	VSL modéré	FaibleVSL élevé	ModéréVSL critique	ÉlevéCritique
E2		Temps réel	Élevé	<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiètement sur la MVCD d'une ligne non désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et l'empiètement sur la MVCD et <u>qu'identifié</u> indiquée au tableau 2 de la norme FAC-003-4 a été observé en temps réel, en l'absence de <i>déclenchement définitif</i>.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiètement sur la MVCD d'une ligne non désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et un <i>déclenchement définitif</i> <u>relié</u> à la végétation a été causé par un des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une chute à partir de l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • un contact dû au vent, entre des lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • la croissance <u>de la végétation</u>. 		

- Cellules supprimées
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées

E#Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)				
			VSL faible	VSL modéré	FaibleVSL élevé	ModéréVSL critique	ÉlevéCritique
E3		Planification à long terme	<p>Faible</p> <p>L'entité responsable a des stratégies de maintenance ou des procédures ou des procédés ou des spécifications documentés, mais n'a pas tenu compte des relations entre le taux de croissance de la végétation, les méthodes de contrôle de la végétation, et de intervention et la fréquence des inspections, pour les lignes visées de cette entité responsable.</p> <p>(Exigence E3, partiealinéa 3.2)</p>	<p>L'entité responsable a des stratégies de maintenance ou des procédures ou des procédés ou des spécifications documentés, mais n'a pas tenu compte du mouvement des conducteurs de lignes de transport, exploitées selon leurs <i>caractéristiques assignées</i> et leurs <i>conditions d'exploitation électriques assignées</i>, pour les lignes assujetties de cette entité responsable.</p> <p>(Exigence E3, partiealinéa 3.1)</p>	<p>L'entité responsable n'a pas de stratégies de maintenance ou des procédures ou des, de procédés ou desde spécifications documentés utilisés pour prévenir l'empiétement de la végétation sur la MVCD des lignes visées de cette entité responsable.</p>		

- Cellules supprimées
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées
- Cellules supprimées

E#Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)				
			VSL faible	VSL modéré	FaibleVSL élevé	ModéréVSL critique	ÉlevéCritique
E4		Temps réel	Moyen	▲L'entité responsable a subi une menace réelle liée à la végétation et a avisé le centre de contrôle possédant l'autorité ayant autorité sur les manœuvres pour cette ligne visée, mais il y avait un délai intentionnel pour cet avis.	L'entité responsable a subi une menace réelle liée à la végétation et n'a pas avisé le centre de contrôle possédant l'autorité ayant autorité sur les manœuvres pour cette ligne visée.		
E5		Planification de l'exploitation	Moyen		▲L'entité responsable n'a pas pris les mesures correctives lorsqu'il/elle était dans l'impossibilité d'effectuer les travaux planifiés sur la végétation et pour une ligne assujettie qui était potentiellement mise à risque.		

- Cellules supprimées
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées
- Cellules supprimées

- Cellules supprimées
- Cellules supprimées

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

E#Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)				
			VSL faible	VSL modéré	FaibleVSL élevé	ModéréVSL critique	Élevé Critique
E6	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité responsable n'a pas inspecté <u>omis d'inspecter</u> 5 % ou moins de ses lignes assujetties (mesurées <u>en</u> utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou de supports , kilomètres <u>ou milles</u> de lignes, etc.).	L'entité responsable n'a pas inspecté <u>omis d'inspecter</u> plus de 5 %, mais au plus 10 % de ses lignes assujetties (mesurées <u>en</u> utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou de supports , kilomètres <u>ou milles</u> de lignes, etc.).	L'entité responsable n'a pas inspecté <u>omis d'inspecter</u> plus de 10 %, mais au plus 15 % de ses lignes assujetties (mesurées <u>en</u> utilisant l'unité de mesure de son choix – de numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou de supports , kilomètres <u>ou milles</u> de lignes, etc.).	L'entité responsable n'a pas inspecté <u>omis d'inspecter</u> plus de 15 % de ses lignes assujetties (mesurées <u>en</u> utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou de supports , kilomètres <u>ou milles</u> de lignes, etc.).	
E7	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité responsable n'a pas complété <u>omis de compléter</u> 5 % ou moins de son plan annuel de travail de surveillance <u>maîtrise</u> de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	L'entité responsable n'a pas complété <u>omis de compléter</u> plus de 5 %, mais au plus 10 % de son plan annuel de travail de surveillance <u>maîtrise</u> de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	L'entité n'a pas complété <u>omis de compléter</u> plus de 10 %, mais au plus 15 % de son plan annuel de travail de surveillance <u>maîtrise</u> de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	L'entité responsable n'a pas complété <u>omis de compléter</u> plus de 15 % des travaux prévus de son plan annuel de travail de surveillance <u>maîtrise</u> de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	

- Cellules supprimées
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées
- Cellules supprimées
- Fractionner des cellules
- Cellules supprimées
- Cellules supprimées

D. D. — Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

E. F. — Documents pertinents

- [Principes directeurs et justification technique \(annexé\)-Plan de mise en œuvre de la norme FAC-003-4](#)

Historique des versions

<u>Version</u>	<u>Date</u>	<u>Intervention</u>	<u>Suivi des modifications</u>
<u>1</u>	<u>20 janvier 2006</u>	<u>Ajout de « Standard Development Roadmap ».</u> <u>Changement de « 60 » à « Sixty » dans la section A, 5.2.</u> <u>Ajout de « Proposed effective Date : April 7, 2006 » au pied de page.</u> <u>Ajout de « Draft 3 : November 17, 2005 » au pied de page.</u>	<u>Nouvelle version</u>
<u>1</u>	<u>4 avril 2007</u>	<u>Approbation réglementaire – Date d’entrée en vigueur.</u>	<u>Nouvelle version</u>
<u>2</u>	<u>3 novembre 2011</u>	<u>Adoption par le Conseil d’administration de la NERC.</u>	<u>Nouvelle version</u>
<u>2</u>	<u>21 mars 2013</u>	<u>Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme FAC-003-2 (ordonnance 777)</u> <u>L’Ordonnance 777 de la FERC, publiée le 21 mars 2013, demande à la NERC « d’effectuer ou de faire effectuer par un tiers des essais afin d’obtenir des données empiriques, puis de présenter à la Commission un rapport sur les résultats de ces essais²⁰ ».</u>	<u>Révisions</u>
<u>2</u>	<u>9 mai 2013</u>	<u>Le Conseil d’administration de la NERC adopte la modification des facteurs de risque de non-conformité par l’augmentation du facteur de risque de non-conformité pour l’exigence E2 de « moyen » à « élevé ».</u>	<u>Révisions</u>
<u>3</u>	<u>9 mai 2012</u>	<u>Approbation de la FAC-003-3 par le conseil d’administration de la NERC.</u>	<u>Révisions</u>

20. Revisions to Reliability Standard for Transmission Vegetation Management, Ordonnance 777, 142 FERC ¶ 61,208 (2013).

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

<u>Version</u>	<u>Date</u>	<u>Intervention</u>	<u>Suivi des modifications</u>
<u>3</u>	<u>19 septembre 2013</u>	<u>Une ordonnance de la FERC a été émise le 19 septembre 2013 approuvant la norme FAC-003-3. Cette norme est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2014 pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i>. Pour les <i>propriétaires d'installation de production</i>, l'exigence E3 est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2015 et toutes les autres exigences (E1, E2, E4, E5, E6, E7) sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016.</u>	<u>Révisions</u>
<u>3</u>	<u>22 novembre 2013</u>	<u>Mise à jour du facteur de risque de non-conformité pour l'exigence E2 de « moyen » à « élevé » par une décision finale émise par la FERC.</u>	<u>Révisions</u>
<u>3</u>	<u>30 juillet 2014</u>	<u>Transfert de la section « Dates d'entrée en vigueur » de la norme FAC-003-2 (pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i>) à la norme FAC-003-3, conformément à son plan de mise en œuvre.</u>	<u>Révisions</u>
<u>4</u>	<u>11 février 2016</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC. Ajustement des valeurs de MVCD du tableau 2 pour les réseaux à courant alternatif, d'après les conclusions du rapport présenté le 12 août 2015 dans le dossier RM12-4- 002, conformément à la demande de l'Ordonnance 777 de la FERC, concernant les résultats d'essai empiriques sur les distances de dégagement électrique entre les conducteurs et la végétation.</u>	<u>Révisions</u>
<u>4</u>	<u>9 mars 2016</u>	<u>Correction de la numérotation : l'alinéa 7.10 est devenu la mesure M7. Correction d'une valeur au tableau 2, qui est passée de 0,07 à 0,7.</u>	<u>Erratum</u>
<u>4</u>	<u>26 avril 2016</u>	<u>Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-003-3 (dossier RD16-4-000).</u>	

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

FAC-003 – Tableau 2 – Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)²¹

Pour des tensions à **courant alternatif** (pieds)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV) [†]	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) [‡]	MVCD (pieds) Du niveau de la mer jusqu'à 500 pi	MVCD (pieds) Plus de 500 pi à 1 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 1 000 pi à 2 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 2 000 pi à 3 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 3 000 pi à 4 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 4 000 pi à 5 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 5 000 pi à 6 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 6 000 pi à 7 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 7 000 pi à 8 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 8 000 pi à 9 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 9 000 pi à 10 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 10 000 pi à 11 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 11 000 pi à 12 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 12 000 pi à 13 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 13 000 pi à 14 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 14 000 pi à 15 000 pi
765	800	11,6 pi	11,7 pi	11,9 pi	12,1 pi	12,2 pi	12,4 pi	12,6 pi	12,8 pi	13,0 pi	13,1 pi	13,3 pi	13,5 pi	13,7 pi	13,9 pi	14,1 pi	14,3 pi
500	550	7,0 pi	7,1 pi	7,2 pi	7,4 pi	7,5 pi	7,6 pi	7,8 pi	7,9 pi	8,1 pi	8,2 pi	8,3 pi	8,5 pi	8,6 pi	8,8 pi	8,9 pi	9,1 pi
345	362 ²³	4,3 pi	4,3 pi	4,4 pi	4,5 pi	4,6 pi	4,7 pi	4,8 pi	4,9 pi	5,0 pi	5,1 pi	5,2 pi	5,3 pi	5,4 pi	5,5 pi	5,6 pi	5,7 pi
287	302	5,2 pi	5,3 pi	5,4 pi	5,5 pi	5,6 pi	5,7 pi	5,8 pi	5,9 pi	6,1 pi	6,2 pi	6,3 pi	6,4 pi	6,5 pi	6,6 pi	6,8 pi	6,9 pi
230	242	4,0 pi	4,1 pi	4,2 pi	4,3 pi	4,3 pi	4,4 pi	4,5 pi	4,6 pi	4,7 pi	4,8 pi	4,9 pi	5,0 pi	5,1 pi	5,2 pi	5,3 pi	5,4 pi
161*	169	2,7 pi	2,7 pi	2,8 pi	2,9 pi	2,9 pi	3,0 pi	3,0 pi	3,1 pi	3,2 pi	3,3 pi	3,3 pi	3,4 pi	3,5 pi	3,6 pi	3,7 pi	3,8 pi
138*	145	2,3 pi	2,3 pi	2,4 pi	2,4 pi	2,5 pi	2,5 pi	2,6 pi	2,7 pi	2,7 pi	2,8 pi	2,8 pi	2,9 pi	3,0 pi	3,0 pi	3,1 pi	3,2 pi
115*	121	1,9 pi	1,9 pi	1,9 pi	2,0 pi	2,0 pi	2,1 pi	2,1 pi	2,2 pi	2,2 pi	2,3 pi	2,3 pi	2,4 pi	2,5 pi	2,5 pi	2,6 pi	2,7 pi
88*	100	1,5 pi	1,5 pi	1,6 pi	1,6 pi	1,7 pi	1,7 pi	1,8 pi	1,8 pi	1,8 pi	1,9 pi	1,9 pi	2,0 pi	2,0 pi	2,1 pi	2,2 pi	2,2 pi
69*	72	1,1 pi	1,1 pi	1,1 pi	1,2 pi	1,2 pi	1,2 pi	1,2 pi	1,3 pi	1,3 pi	1,3 pi	1,4 pi	1,4 pi	1,4 pi	1,5 pi	1,6 pi	1,6 pi

* Ces lignes sont assujetties à cette norme seulement si le *planificateur de la coordination* en a déterminé ainsi en vertu de la norme FAC-014 (se reporter à la section « Applicabilité » ci-dessus).

† Valeurs MVCD à un facteur d'intervalle de 1,0 en unités américaines courantes, tirées du rapport de l'EPRI déposé auprès de la FERC le 12 août 2015. (Les valeurs entre 14 000 et 15 000 pieds ont été présentées plus tard par l'EPRI dans un tableau 2 mis à jour, le 1^{er} décembre 2015, joint à la demande de la norme FAC-003-4 présentée à la FERC.)

21. Les distances de ce tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique ; toutefois, des pratiques prudentes de maîtrise de la végétation préconisent des distances nettement plus grandes lors des opérations de maîtrise de la végétation.
22. Lorsque les lignes assujetties sont exploitées à des tensions nominales autres que celles qui sont indiquées, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit utiliser la tension maximale du réseau pour déterminer le dégagement approprié pour cette ligne.
23. Les changements dans les facteurs de surtension transitoire dans les calculs sont la cause de l'abaissement des MVCD pour les tensions de 345 kV et plus. Pour plus de détails, se reporter aux pages 29 à 31 de la section Information complémentaire.

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

FAC-003 – Tableau 2 (suite) – Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)²⁴

Pour des tensions à courant alternatif (mètres)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)†	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) ²⁵	MVCD (mètres) Du niveau de la mer jusqu'à 153 m	MVCD (mètres) Plus de 153 m à 305 m	MVCD (mètres) Plus de 305 m à 610 m	MVCD (mètres) Plus de 610 m à 915 m	MVCD (mètres) Plus de 915 m à 1 220 m	MVCD (mètres) Plus de 1 220 m à 1 524 m	MVCD (mètres) Plus de 1 524 m à 1 829 m	MVCD (mètres) Plus de 1 829 m à 2 134 m	MVCD (mètres) Plus de 2 134 m à 2 439 m	MVCD (mètres) Plus de 2 439 m à 2 744 m	MVCD (mètres) Plus de 2 744 m à 3 048 m	MVCD (mètres) Plus de 3 048 m à 3 353 m	MVCD (mètres) Plus de 3 353 m à 3 657 m	MVCD (mètres) Plus de 3 657 m à 3 962 m	MVCD (mètres) Plus de 3 962 m à 4 268 m	MVCD (mètres) Plus de 4 268 m à 4 572 m
765	800	3,6 m	3,6 m	3,6 m	3,7 m	3,7 m	3,8 m	3,8 m	3,9 m	4,0 m	4,0 m	4,1 m	4,1 m	4,2 m	4,2 m	4,3 m	4,4 m
500	550	2,1 m	2,2 m	2,2 m	2,3 m	2,3 m	2,3 m	2,4 m	2,4 m	2,5 m	2,5 m	2,5 m	2,6 m	2,6 m	2,7 m	2,7 m	2,7 m
345	362 ²⁶	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,4 m	1,4 m	1,4 m	1,5 m	1,5 m	1,5 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m	1,7 m	1,7 m	1,8 m
287	302	1,6 m	1,6 m	1,7 m	1,7 m	1,7 m	1,7 m	1,8 m	1,8 m	1,9 m	1,9 m	1,9 m	2,0 m	2,0 m	2,0 m	2,1 m	2,1 m
230	242	1,2 m	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,4 m	1,4 m	1,4 m	1,5 m	1,5 m	1,5 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m
161*	169	0,8 m	0,8 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,1 m	1,1 m	1,1 m	1,1 m
138*	145	0,7 m	0,7 m	0,77 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,8 m	0,8 m	0,8 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	1,0 m	1,0 m
115*	121	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,8 m	0,8 m	0,8 m	0,8 m
88*	100	0,4 m	0,4 m	0,5 m	0,5 m	0,5 m	0,5 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,7 m	0,7 m
69*	72	0,3 m	0,3 m	0,3 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,5 m	0,5 m	0,5 m

* Ces lignes sont assujetties à cette norme seulement si le *planificateur de la coordination* en a déterminé ainsi en vertu de la norme FAC-014 (se reporter à la section « Applicabilité » ci-dessus).

† Valeurs MVCD à un facteur d'intervalle de 1,0 en unités américaines courantes, tirées du rapport de l'EPRI déposé auprès de la FERC le 12 août 2015. (Les valeurs entre 14 000 et 15 000 pieds ont été présentées plus tard par l'EPRI dans un tableau 2 mis à jour, le 1^{er} décembre 2015, joint à la demande de la norme FAC-003-4 présentée à la FERC.)

24. Les distances de ce tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique ; toutefois, des pratiques prudentes de maîtrise de la végétation préconisent des distances nettement plus grandes lors des opérations de maîtrise de la végétation.

25. Lorsque les lignes assujetties sont exploitées à des tensions nominales autres que celles qui sont indiquées, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit utiliser la tension maximale du réseau pour déterminer le dégagement approprié pour cette ligne.

26. Les changements dans les facteurs de surtension transitoire dans les calculs sont la cause de l'abaissement des MVCD pour les tensions de 345 kV et plus. Pour plus de détails, se reporter aux pages 29 à 31 de la section Information complémentaire.

TABLEAU 2 (SUITE) — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)²⁷

Pour des tensions à **courant continu** en pieds (mètres)

Tension (c.c.) nominale du pôle à la terre (kV)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)
	Du niveau de la mer jusqu'à 500 pi	Plus de 500 pi à 1 000 pi	Plus de 1 000 pi à 2 000 pi	Plus de 2 000 pi à 3 000 pi	Plus de 3 000 pi à 4 000 pi	Plus de 4 000 pi à 5 000 pi	Plus de 5 000 pi à 6 000 pi	Plus de 6 000 pi à 7 000 pi	Plus de 7 000 pi à 8 000 pi	Plus de 8 000 pi à 9 000 pi	Plus de 9 000 pi à 10 000 pi	Plus de 10 000 pi à 11 000 pi
	(Du niveau de la mer jusqu'à 152,4 m)	(Plus de 152,4 m à 304,8 m)	(Plus de 304,8 m à 609,6 m)	(Plus de 609,6 m à 914,4 m)	(Plus de 914,4 m à 1 219,2 m)	(Plus de 1 219,2 m à 1 524 m)	(Plus de 1 524 m à 1 828,8 m)	(Plus de 1 828,8 m à 2 133,6 m)	(Plus de 2 133,6 m à 2 438,4 m)	(Plus de 2 438,4 m à 2 743,2 m)	(Plus de 2 743,2 m à 3 048 m)	(Plus de 3 048 m à 3 352,8 m)
±750	14,12 pi (4,30 m)	14,31 pi (4,36 m)	14,70 pi (4,48 m)	15,07 pi (4,59 m)	15,45 pi (4,71 m)	15,82 pi (4,82 m)	16,2 pi (4,94 m)	16,55 pi (5,04 m)	16,91 pi (5,15 m)	17,27 pi (5,26 m)	17,62 pi (5,37 m)	17,97 pi (5,48 m)
±600	10,23 pi (3,12 m)	10,39 pi (3,17 m)	10,74 pi (3,26 m)	11,04 pi (3,36 m)	11,35 pi (3,46 m)	11,66 pi (3,55 m)	11,98 pi (3,65 m)	12,3 pi (3,75 m)	12,62 pi (3,85 m)	12,92 pi (3,94 m)	13,24 pi (4,04 m)	13,54 pi (4,13 m)
±500	8,03 pi (2,45 m)	8,16 pi (2,49 m)	8,44 pi (2,57 m)	8,71 pi (2,65 m)	8,99 pi (2,74 m)	9,25 pi (2,82 m)	9,55 pi (2,91 m)	9,82 pi (2,99 m)	10,1 pi (3,08 m)	10,38 pi (3,16 m)	10,65 pi (3,25 m)	10,92 pi (3,33 m)
±400	6,07 pi (1,85 m)	6,18 pi (1,88 m)	6,41 pi (1,95 m)	6,63 pi (2,02 m)	6,86 pi (2,09 m)	7,09 pi (2,16 m)	7,33 pi (2,23 m)	7,56 pi (2,30 m)	7,80 pi (2,38 m)	8,03 pi (2,45 m)	8,27 pi (2,52 m)	8,51 pi (2,59 m)
±250	3,50 pi (1,07 m)	3,57 pi (1,09 m)	3,72 pi (1,13 m)	3,87 pi (1,18 m)	4,02 pi (1,23 m)	4,18 pi (1,27 m)	4,34 pi (1,32 m)	4,50 pi (1,37 m)	4,66 pi (1,42 m)	4,83 pi (1,47 m)	5,00 pi (1,52 m)	5,17 pi (1,58 m)

27. Les distances de tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique ; toutefois, des pratiques prudentes de maîtrise de la végétation préconisent des distances nettement plus grandes lors des opérations de maîtrise de la végétation.

Principes directeurs et fondements techniques

Dates Date d'entrée en vigueur :

Les deux premières phrases de la section Dates d'entrée en vigueur constituent un La section Conformité contient du texte type employé dans la plupart des normes de la NERC pour couvrir de façon générale les dates la date d'entrée en vigueur et suffisent pour couvrir applique à la grande majorité des situations. Cinq Un cas spéciaux sont nécessaires pour couvrir spécial couvre les dates de mise en vigueur pour 1) les lignes individuelles faisant l'objet d'une transition après la date d'entrée en vigueur générale. Ces cas spéciaux couvrent les dates d'entrée en vigueur de ces lignes qui deviennent assujetties à la norme pour la première fois, ces et 2) les lignes dont l'applicabilité change dans le cadre de la norme, et ces lignes qui sont modifiées de manière à ce que leur applicabilité à la norme soit retirée.

LeCe cas #1 spécial est nécessaire parce que les coordonnateurs de la planification pourraient désigner des lignes à moins de 200 kV comme devenant un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC au cours d'une année de planification (PY) future (« PY »). Par exemple, des études réalisées par le coordonnateur de la planification en 2011-2015 pourraient identifier/déterminer une ligne qui aura cette désignation commençant à compter de l'année de planification 2021 « PY », 2025, dix ans après la réalisation de l'étude de planification. Il n'est pas prévu que la norme soit immédiatement applicable à cette ligne, ou en vigueur pour cette ligne avant le début de cette année de planification future « PY ». Les dispositions concernant la date d'entrée en vigueur pour de telles lignes permettent de s'assurer que la ligne sera assujettie à la norme dès le 1^{er} janvier de l'année de planification spécifiée en prévoyant au moins 12 mois pour permettre au propriétaire d'installation de transport concerné ou au propriétaire d'installation de production concerné de mettre en place les préparatifs pour assurer la conformité avec la norme pour cette ligne. Le tableau ci-après présente quelques exemples explicatifs Une ligne exploitée à moins de l'application 200 kV et désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC pourrait se voir retirer cette désignation en raison d'améliorations apportées au réseau, de changements dans la production, de changements de la charge ou de changements dans les études et les analyses effectuées sur le réseau électrique.

Date où l'étude de planification est complétée	Année de planification où la ligne deviendra un élément d'une limite IROL	Date		Date d'entrée en vigueur la plus tardive des dates 1 et 2
		Date 1	Date 2	
2011-05-15	2012	2012-05-15	2012-01-01	2012-05-15
2011-05-15	2013	2012-05-15	2013-01-01	2013-01-01
2011-05-15	2014	2012-05-15	2014-01-01	2014-01-01
2011-05-15	2021	2012-05-15	2021-01-01	2021-01-01

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

Le cas #2 est nécessaire parce qu'une ligne exploitée à moins de 200 kV désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pourrait se voir retirer cette désignation en raison d'améliorations apportées au réseau, de changements dans la production, de changements de la charge ou de changements dans les études et les analyses effectuées sur le réseau électrique.

Le cas #3 est nécessaire parce qu'une ligne exploitée à 200 kV ou plus auparavant désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pourrait se voir retirer cette désignation en raison d'améliorations apportées au réseau, de changements dans la production, de changements dans la charge ou de changements dans les études et les analyses effectuées sur le réseau électrique. De tels changements nécessitent appliquer l'exigence E1 à cette ligne jusqu'à ce que cette date soit arrivée et par la suite d'appliquer à cette ligne l'exigence E2.

Le cas #4 est nécessaire parce qu'une ligne existante qui est exploitée à 200 kV ou plus, pourrait être achetée par un *propriétaire d'installation de transport visé* ou un *propriétaire d'installation de production visé* d'une tierce partie, tel un *distributeur* ou un autre utilisateur final qui n'utilisait la ligne qu'aux fins de distribution locale, mais le *propriétaire d'installation de transport visé* ou le *propriétaire d'installation de production visé*, après l'acquisition, l'intègre au réseau de transport d'énergie électrique interconnecté, ce qui par conséquent, assujettira la ligne à la norme.

Le cas #5 est nécessaire parce qu'une ligne existante qui est exploitée à moins de 200 kV pourrait être achetée par un *propriétaire d'installation de transport visé* ou un *propriétaire d'installation de production visé* d'une tierce partie, tel un *distributeur* ou un autre utilisateur final qui n'utilisait la ligne qu'aux fins de distribution locale, mais que le *propriétaire d'installation de transport visé* ou le *propriétaire d'installation de production visé*, après l'acquisition, l'intègre au réseau de transport d'énergie électrique interconnecté. Pour ce cas particulier, la ligne, après acquisition, a été désignée comme un élément d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'interconnexion (IROL)* ou un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

Termes définis :

Explications concernant la révision de la définition du terme « emprise » :

La présente définition du terme « *emprise* » dans le glossaire de la NERC a été révisée pour inclure les *propriétaires d'installation de production* et pour tenir compte de ce qui est énoncé dans le paragraphe 734 de l'ordonnance 693 de la FERC. Cette ordonnance précisait que les *propriétaires d'installation de transport* peuvent dans certains cas posséder plus de propriétés ou de droits que ce qui est nécessaire pour exploiter de façon fiable les lignes de transport. Cette définition *révisée* s'écarte légèrement, mais de façon significative, de la définition strictement juridique du terme « emprise » en ce que cette définition repose sur des considérations relatives à l'ingénierie et à la construction qui établissent la largeur d'un *corridor couloir* du point de vue technique. Les registres de *maintenancemaîtrise de la végétation* antérieurs à l'année 2007 sont pris en compte dans la définition *réviséeactuelle* pour permettre l'utilisation de ces largeurs d'emprise s'il n'y avait pas de normes d'ingénierie ou de construction faisant référence à des largeurs à maintenir sans végétation pour l'emprise d'une ligne donnée, mais *qu'il* existe des pièces justificatives dans les dossiers de *maintenancemaîtrise de la végétation* qui font mention qu'une largeur a en fait été maintenue avant que cette norme *ne* devienne obligatoire. Il se peut que de telles largeurs représentent la seule information disponible pour les lignes auxquelles n'étaient associés aucun droit, ou peu de droits, à l'égard de la servitude pour la végétation et qu'elles *fussentajent été* principalement maintenues pour assurer la sécurité de la population. Cette norme n'exige pas que des droits de servitude additionnels

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

soient achetés pour s'assurer d'une largeur minimale de l'*emprise* pour se conformer à une largeur minimale d'*emprise* qui n'existait pas avant que cette norme ne devienne obligatoire.

~~L'équipe de projet 2010-07 a révisé ultérieurement la définition proposée pour inclure le propriétaire d'installation de production concerné.~~

Explications concernant la révision de la définition du terme « surveillance de la végétation » :

La présente définition du terme « ~~surveillance~~*surveillance de la végétation* » dans le glossaire de la NERC a été révisée pour inclure les *propriétaires d'installation de production* et pour permettre l'exécution simultanée des inspections ~~de maintenance~~*des équipements* et de la *surveillance de la végétation*. Cela permet d'améliorer potentiellement l'efficacité, particulièrement pour ~~ces~~*les* lignes où il y a peu de végétation ou, dont le taux de croissance de la végétation est faible.

~~L'équipe de projet 2010-07 a révisé ultérieurement la définition proposée pour inclure le propriétaire d'installation de production concerné.~~

Explications concernant la « distance de dégagement minimale de la végétation » (MVCD) :

La « distance de dégagement minimale de la végétation » (MVCD) désigne la distance minimale calculée au moyen ~~des équations~~*de l'équation* de Gallet. C'est une méthode permettant de calculer la distance d'amorçage d'un arc électrique qui est utilisée pour concevoir les lignes de transport haute tension. Maintenir la végétation à cette distance des conducteurs ~~hautes tensions~~*haute tension* permettra de prévenir l'amorçage d'un arc électrique. Voir ci-~~dessous~~*après* le texte explicatif sur l'exigence E3 et la figure 1 ~~associée~~*qui l'accompagne*. Le tableau 2 ~~ci-dessous~~*de la présente norme* fournit les MVCD pour diverses tensions et altitudes. ~~Des précisions~~*Ce tableau est fondé sur les équations et un exemple de calcul sont fournis à l'annexe 1 du document des données d'essais empiriques, selon la demande de référence technique* la FERC dans son Ordonnance 777.

Projet 2010-07.1 – Valeurs MVCD ajustées selon les essais de l'EPRI :

Dans son Ordonnance 777, la FERC demandait à la NERC procéder à des essais afin de recueillir des données empiriques pour valider le facteur d'intervalle approprié à utiliser dans l'équation de Gallet aux fins du calcul des MVCD, plus spécifiquement le facteur d'intervalle pour les distances de dégagement entre les conducteurs et la végétation (voir l'Ordonnance 777, page 60). La NERC a mis sur pied un projet de recherche en collaboration avec l'industrie et en a confié l'exécution à l'EPRI. En janvier 2014, la NERC a formé un groupe consultatif afin d'aider à établir le mandat du projet. Cette équipe a fourni l'expertise pertinente pour mettre au point le programme d'essais, surveiller les essais et valider l'analyse et les conclusions à formuler dans un rapport final. L'équipe consultative regroupait du personnel de la NERC, des arboriculteur et des membres de l'industrie ayant des compétences très variées en ingénierie du transport, en coordination de l'isolement et en maîtrise de la végétation. La campagne d'essais a commencé en avril 2014 et s'est poursuivie jusqu'en octobre 2014 ; la dernière série d'essais s'est terminée en mai 2015. À partir des résultats de ces essais conduits par l'EPRI, et en accord avec le rapport déposé dans le dossier RM12-4-000 de la FERC, le facteur d'intervalle utilisé dans l'équation de Gallet a dû être rajusté, passant de 1,3 à 1,0. Il en a résulté des MVCD plus élevées pour toutes les tensions alternatives de réseau étudiées. Les MVCD ajustées, obtenues avec le facteur d'intervalle de 1,0, sont présentées au tableau 2 de la version 4 de la norme FAC-003.

Les essais d'intervalle d'air réalisés par l'EPRI en vertu de l'Ordonnance 777 de la FERC ont permis de conclure que les arbres qui ont une ramure ample et large et qui poussent directement au-dessous de

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

conducteurs haute tension entraînent la probabilité la plus élevée d'un amorçage d'arc électrique ; ce constat a influé de façon déterminante sur la décision de modifier le facteur d'intervalle pour retenir une valeur plus prudente de 1,0 dans la version 4 de la présente norme.

Exigences E1 et E2 :

Les exigences E1 et E2 sont des exigences basées sur la performance. L'objectif ou ~~les résultats~~ résultat à atteindre en matière de fiabilité est la maîtrise de la végétation de manière à prévenir les empiètements à l'intérieur de la zone de dégagement minimal des lignes de transport. Les exigences E1 et E2 sont identiques pour ce qui est de leur contenu, mais elles s'appliquent à des *installations* différentes. Les exigences E1 et E2 exigent toutes les deux des *propriétaires d'installation de transport* visés et des *propriétaires d'installation de production* visés de maîtriser la végétation pour prévenir les empiètements à l'intérieur des *MVCD* des lignes de transport. L'exigence E1 est applicable aux lignes qui sont désignées comme un élément d'une *IROL* ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

L'exigence E2, est applicable aux autres lignes qui ne sont pas désignées comme un élément d'une *IROL* ~~et d'un élément~~ ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

Cette distinction dans l'applicabilité (entre les exigences E1 et E2) permet de reconnaître qu'une maîtrise inadéquate de la végétation pour une ligne assujettie qui est un élément d'une *IROL* ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC constitue un risque plus grand pour le réseau de transport électrique interconnecté qu'une maîtrise inadéquate pour ~~des lignes~~ une ligne assujettie qui ~~ne sont~~ n'est pas un élément d'une *IROL* ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC. Les lignes assujetties qui ne sont pas un élément d'une *IROL* ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC nécessitent une maîtrise de la végétation efficace, mais ces lignes sont comparativement moins importantes sur le plan opérationnel.

~~Pour refléter cette différence au niveau de l'impact du risque, les facteurs de risque de la non-conformité sont jugés élevés pour l'exigence E1 et élevés pour l'exigence E2.~~

Les exigences E1 et E2 indiquent que si une maîtrise inadéquate de la végétation permet à celle-ci d'empiéter sur les *MVCD* ~~comme montré~~ indiquées au tableau 2, ~~c'est une violation de~~ il s'agit d'une non-conformité à la norme. Les distances ~~figurant au~~ du tableau 2 représentent les dégagements ~~minimums~~ minimaux qui permettront de prévenir l'amorçage ~~de l'arc~~ d'un arc électrique, calculés au moyen des équations de Gallet ~~comme décrits plus en détail dans le document de référence technique.~~

Ces exigences présumant que les lignes de transport et leurs conducteurs sont exploités à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées*. Si un conducteur de la ligne ~~est~~ est intentionnellement ou par mégarde, est exploité au-delà de ses *caractéristiques assignées* ou de ses *conditions d'exploitation électriques assignées* (potentiellement en ~~violation~~ non-conformité avec d'autres normes), une occurrence d'un empiètement sur la distance de dégagement peut se produire uniquement ~~dû~~ dû à cause de cette condition. Par exemple, des mesures d'urgence prises par un *exploitant d'installation de transport* visé ~~ou~~ ou, un *propriétaire d'installation de production* visé ou un *coordonnateur de la fiabilité* pour protéger une *Interconnexion* pourraient causer une flèche excessive et une panne. Un autre exemple pourrait être une charge de glace dépassant les *caractéristiques assignées* et les *conditions d'exploitation électriques assignées* de la ligne. De tels empiètements et pannes ~~reliés~~ liés à la végétation ne constituent pas une ~~violation de~~ non-conformité à cette norme.

Des signes de manquements à la maîtrise de la végétation incluent une observation en temps réel d'un empiètement de la végétation à l'intérieur de la *MVCD* (en l'absence d'un *déclenchement définitif*), ou un empiètement de la végétation dû à une chute à partir de l'intérieur de l'*emprise* résultant en un

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

déclenchement définitif, ou un empiètement de la végétation dû aux vents mettant en contact des lignes et la végétation localiséesituée dans l'emprise résultant en un déclenchement définitif, ou un empiètement de la végétation dû à la croissance de la végétation résultant en un déclenchement définitif. Les défauts qui n'entraînent pas de déclenchement définitif et qui sont confirmés comme ayant été causés par un empiètement de la végétation à l'intérieur des MVCD sont considérés équivalents à une observation en temps réel, du point de vue des niveaux de gravité de la non-conformité (VSL).

Selon cette approche, les VSL pour les exigences E1 et E2 sont structurés de façon à correspondre directement à la gravité d'un manquement d'un propriétaire d'installation de transport visé ou d'un propriétaire d'installation de production visé à maîtriser la végétation et à la capacité du programme de surveillancemaîtrise de la végétation du propriétaire d'installation de transport à rencontrerrespecter l'objectif «de « prévenir les risques de pannes reliésdéclenchements liés à la végétation qui peuventpourraient mener à des déclenchements en cascade ». Par conséquent, la sévéritégravité de la violationnon-conformité s'accroît avec l'incapacité d'un propriétaire d'installation de transport visé ou d'un propriétaire d'installation de production visé à rencontreratteindre cet objectif et avec la probabilité de mener à qu'il en résulte des déclenchements en cascade. Les bénéficesavantages d'une telle combinaison sont à l'effet de permettre de simplifier la norme et de définir clairement définir les performances pour assurer la conformité. Une exigence basée sur la performance de cette nature favorise l'établissement de programmes de maîtrise de la végétation de grande qualité, économiques et qui déboucheront à l'ultime, en fin de compte sur une amélioration de la fiabilité du réseau.

LesDes déclenchements définitifs multiples sur une seule ligne peuvent être causés par la même végétation. Par exemple, les investigations et les actions correctives initiales peuvent ne pas permettre d'identifierde découvrir et de corriger la cause véritable et ne pas avoir éliminé la cause de la panneactuelle, et une autre panne survientpourra alors survenir après que la ligne soitsera remise sousen charge et que la température des les conducteurs redevient élevée tel que chaufferont comme précédemment. De tels événements sont considérés comme un seul déclenchement définitif reliéà la végétation selon la norme, dans les cas oùsi les déclenchements définitifs surviennent durantdans une période de 24 heures.

La MVCD est une distance minimale calculée en pieds (ou en mètres) pour prévenir l'arc électrique, pour des altitudes et des tensions d'exploitation variées et qui est utilisée dans la conception des installations de transport. Limiter la croissance de la végétation de pousser dans cet espace préviendra les pannes de transport.

Si le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production visé a des lignes visésvisées exploitées à des niveaux de tension nominale qui ne sont pas énumérés dans le tableau 2, le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production visé doit alors utiliser la distance de dégagement suivante la plus grande, basée sur la tension nominale supérieure suivante dans le tableau pour déterminer une distance acceptable.

Exigence E3 :

L'exigence E3 est une exigence basée sur les compétencesla compétence qui traite des stratégies de maintenance, des procédures, des procédés, ou des spécifications, qu'un propriétaire d'installation de transport visé ou un propriétaire d'installation de production visé utilise pour la maîtrise de la végétation.

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

Un programme adéquat de la maîtrise de la végétation ~~du~~ dans le réseau de transport établit formellement l'approche qu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé utilise pour planifier et effectuer les travaux sur la végétation ~~pour~~ afin de prévenir les déclenchements définitifs ~~du~~ dans le réseau de transport et de limiter les risques pour le réseau de transport ~~celui-ci~~. Cette approche sert de base pour évaluer les intentions, la répartition des ressources appropriées, et les compétences du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé en matière de surveillance maîtrise de la végétation. Il existe de nombreuses approches acceptables pour maîtriser la végétation et éviter les déclenchements définitifs. Toutefois, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit être en mesure de montrer les documents relatifs à son approche et d'indiquer comment ses travaux sont menés pour maintenir les dégagements.

Un exemple d'une approche utilisée couramment dans l'industrie est celle décrite à la partie 7 de la norme ANSI A300. Toutefois, quelle que soit l'approche utilisée par une *utilité entreprise d'électricité* pour maîtriser la végétation, l'approche choisie par un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé contiendra généralement les éléments suivants :

1. la stratégie ~~de~~ maintenance utilisée (comme la distance minimale entre la végétation et un conducteur ou la hauteur maximale de la végétation) pour ~~s'assurer~~ faire en sorte que les distances de dégagement MVCD ne ~~sont~~ soient jamais dépassées ;
2. les méthodes de travail employées ~~que~~ par le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production visé utilise pour la surveillance ~~de~~ la maîtrise de la végétation ;
3. une fréquence définie de surveillance de la végétation ~~définie~~ ;
4. un plan de travail annuel.

La position du conducteur dans l'espace varie constamment dans le temps en réaction à ~~plusieurs~~ variables différentes différents types de chargement sollicitations. Les ~~changements~~ variations de la position verticale et horizontale du conducteur sont le résultat des ~~charges~~ sollicitations thermiques et ~~physiques~~ mécaniques exercées sur la ligne. Le chargement thermique dépend Les sollicitations thermiques dépendent de l'intensité du courant dans la ligne et d'une combinaison de nombreuses variables influençant liées à la dissipation thermique ~~ambiante, incluant~~ dans l'air ambiant, notamment la vitesse / et la direction du vent, la température de l'air ambiant et les précipitations. Le chargement physique appliqué à Les sollicitations mécaniques exercées sur un conducteur a un effet influent sur la flèche et sur le balancement du conducteur en combinant les facteurs physiques, diverses forces comme le chargement dû à poids de la glace ou dû au la poussée du vent. Le mouvement d'un conducteur de ligne de transport et les la MVCD sont illustrés à la figure 1 ci-dessous. Dans le document de référence technique, d'autres figures et explications sur le mouvement dynamique du conducteur sont fournies.

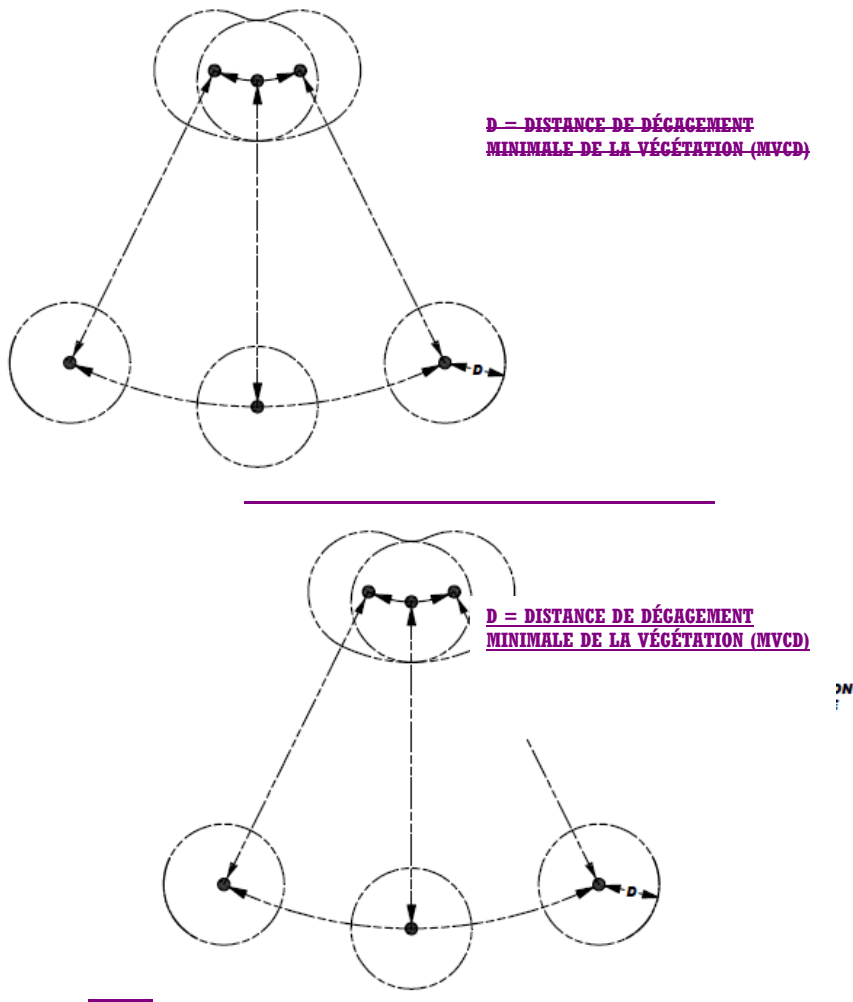


Figure 1

Vue en coupe transversale d'un conducteur unique à un point donné de la portée, qui illustre six positions possibles du conducteur subissant un mouvement causé par un chargement thermique et mécanique en réaction à diverses sollicitations thermiques et mécaniques.

Exigence E4 :

L'exigence E4 est une exigence basée sur les risques le risque. Elle met l'accent sur les mesures préventives devant être prises à prendre par le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production visé pour l'atténuation des atténuer les risques d'un défaut lorsqu'une menace reléelée à la végétation est confirmée. L'exigence E4 prévoit la notification l'envoi d'un avis, sans délai intentionnel, de pour toutes les situations conditions de végétation potentiellement menaçantes de la végétation, au centre de contrôle possédant l'autorité ayant autorité sur les manœuvres pour ette la ligne de transport spécifique en cause. Des exemples de délais non

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

intentionnels acceptables peuvent inclure des problèmes ~~dans le~~ système de communication (par exemple, ~~l'interruption d'une panne~~ d'un service de téléphonie cellulaire ou d'un appareil radio bidirectionnel), des équipes ~~localisées~~ ~~situées~~ en ~~régions éloignées~~ ~~région éloignée~~ sans moyens de communication, ~~des~~ retards causés par ~~une intempérie~~ ~~les intempéries~~, etc.

La confirmation est essentielle pour établir qu'une menace ~~reliée~~ ~~liée~~ à la végétation existe. Cette confirmation peut provenir d'un employé du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé qui constate personnellement l'existence d'une telle menace sur le terrain. La confirmation peut aussi être faite ~~en envoyant~~ ~~par~~ un employé ~~se~~ ~~rendre~~ ~~renvoyé~~ sur place pour évaluer une situation signalée par un propriétaire foncier.

Les situations ~~reliées~~ ~~liées~~ à la végétation qui nécessitent une intervention comprennent notamment la présence de végétation près des MVCD ou qui empiètent sur celles-ci (problème dû à la croissance), ou la présence de végétation qui pourrait tomber sur un conducteur d'une ligne de transport (~~problème dû à une~~ ~~menace de~~ chute). Une vérification informée du risque pourrait ~~inclure~~ ~~comprendre~~ une évaluation ~~de la flèche~~ ~~du fléchissement~~ ou du mouvement possible du conducteur ~~lorsqu'il est exploité~~ ~~lorsqu'il est exploité~~ entre des conditions de charge nulle et ses *caractéristiques assignées*.

Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé a la responsabilité d'assurer une bonne communication entre le personnel sur le terrain et le personnel du centre de contrôle pour permettre au centre de contrôle de prendre les ~~actions~~ ~~mesures~~ appropriées jusqu'à ce que la menace ~~reliée~~ ~~liée~~ à la végétation soit écartée ou pendant qu'on travaille à l'écarter. Les ~~actions~~ ~~mesures~~ appropriées peuvent inclure une réduction temporaire de la charge sur la ligne, ~~d'une~~ ~~la~~ mise hors service de la ligne ou d'autres ~~actions~~ ~~mesures~~ préparatoires tenant compte d'un risque accru de panne de ce circuit. La notification de la menace doit être communiquée dans un délai d'au plus quelques minutes ou quelques heures, par opposition à une plus longue période requise pour les plans d'intervention corrective (voir l'exigence E5).

Tous les cas potentiels de croissance ~~ou de chute~~ de végétation ~~ou de chute~~ n'entraîneront pas nécessairement un *défaut* à tout moment. Par exemple, certains *propriétaires d'installation de transport* ~~visés~~ ~~visés~~ ou *propriétaires* ~~propriétaires~~ *d'installation de production* ~~visés~~ ~~visés~~ peuvent disposer d'un programme d'identification des arbres menaçants qui ~~identifié~~ ~~désigne~~ les arbres à abattre ~~représentant un~~ ~~à cause du~~ risque ~~qu'ils représentent~~ de tomber près des lignes. Ces arbres ne feront pas l'objet d'une notification au centre de contrôle à moins qu'ils ne présentent une menace de chute immédiate.

Exigence E5 :

L'exigence E5 est une exigence basée sur ~~les risques~~ ~~le risque~~. Elle met ~~le focus~~ ~~l'accent~~ sur les mesures préventives ~~devant être prises~~ ~~parque doit prendre~~ le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour l'atténuation des risques de *déclenchement définitif* lorsqu'il a été temporairement ~~empêché~~ ~~empêché~~ d'effectuer ~~la~~ ~~maintenanc~~ ~~es travaux de~~ ~~maîtrise~~ de la végétation. L'intention de cette exigence est de traiter des situations qui empêchent le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé d'effectuer les travaux planifiés de ~~maintenanc~~ ~~maîtrise~~ de la végétation, et qui par conséquent, ont le potentiel d'exposer la ligne de transport à un risque. Les empêchements d'effectuer les travaux planifiés de ~~maintenanc~~ ~~maîtrise~~ de la végétation peuvent être ~~dûs~~ ~~à~~ des injonctions ~~légal~~ ~~es de~~ ~~tribunal~~ déposées par des propriétaires fonciers, à la découverte de dispositions de servitude qui limitent les droits du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, ou à d'autres circonstances.

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

Cette exigence ~~n'est ne s'applique~~ pas ~~libellée pour traiter les~~ situations où la ligne de transport n'est pas potentiellement exposée à un risque et où les travaux peuvent être reprogrammés ou planifiés en utilisant une autre méthode de travail. Par exemple, un propriétaire foncier pourrait refuser l'utilisation planifiée ~~de produits chimiques d'herbicides~~ sur la végétation ~~non menaçante, sur incompatible au-delà de la~~ ~~végétation à faible taux de croissance~~ MVCD, mais accepter l'utilisation d'un déboisement mécanique. Dans ce cas, le ~~propriétaire d'installation de transport~~ visé ou le ~~propriétaire d'installation de production~~ visé n'est pas sous une contrainte ~~de temps~~ immédiate ~~de temps~~ pour l'atteinte des objectifs de maintenance, ; il peut facilement reprogrammer les travaux en utilisant une autre approche et n'a donc pas besoin de prendre des ~~actions~~ ~~mesures~~ correctives provisoires.

Toutefois, dans ~~les~~ situations où la fiabilité d'une ligne de transport est potentiellement mise à risque en raison d'une contrainte, le ~~propriétaire d'installation de transport~~ visé ou le ~~propriétaire d'installation de production~~ visé est tenu de prendre des ~~actions~~ ~~mesures~~ correctives provisoires pour atténuer le risque potentiel ~~de~~ pour la ligne de transport. Un large éventail ~~d'actions~~ ~~de mesures~~ peut être pris dans diverses situations. ~~Les~~ ~~Entre autres~~ considérations générales ~~incluent~~ :

- déterminer les emplacements où le ~~propriétaire d'installation de transport~~ visé ou le ~~propriétaire d'installation de production~~ visé est empêché d'effectuer les travaux planifiés de ~~maintenance~~ ~~maîtrise~~ de la végétation ~~et que cela, ce qui~~ met potentiellement la ligne de transport à risque ;
- établir les ~~actions~~ ~~mesures~~ spécifiques à prendre pour atténuer les risques potentiels associés à l'omission d'effectuer les travaux de ~~maintenance~~ ~~maîtrise~~ de la végétation ~~tel~~ ~~tels~~ que ~~planifié~~ ~~planifiés~~ ;
- documenter et faire le suivi des ~~actions~~ ~~mesures~~ spécifiques prises pour ~~les endroits~~ ~~chacun~~ ~~des emplacements en question~~ ;
- au moment d'établir les ~~actions~~ ~~mesures~~ à prendre pour atténuer le risque potentiel pour la ligne de transport, le ~~propriétaire d'installation de transport~~ visé ou le ~~propriétaire d'installation de production~~ visé pourrait envisager des ~~actions~~ ~~particulières~~ ~~mesures~~ ~~spécifiques~~ à ces emplacements, ~~tel~~ ~~comme~~ la modification des intervalles d'inspection ~~et/ou de maintenance d'entretien ou des deux~~. Là où des contraintes juridiques empêcheraient tous travaux sur la végétation, les ~~actions~~ ~~mesures~~ correctives provisoires pourraient consister à limiter la charge sur la ligne de transport ;
- le ~~propriétaire d'installation de transport~~ visé ou le ~~propriétaire d'installation de production~~ visé doit documenter et faire le suivi des ~~actions~~ ~~mesures~~ correctives prises spécifiquement à chaque emplacement. Cet emplacement peut être ~~identifié~~ ~~désigné~~ comme étant une ~~portion~~ ~~portée de ligne~~, un arbre ou une combinaison de ~~portions~~ ~~portées~~ sur une propriété où la contrainte est jugée temporaire.

Exigence E6 :

L'exigence E6 est une exigence basée sur ~~les risques~~ ~~le risque~~. Cette exigence définit une période de temps minimale pour compléter la ~~surveillance de la végétation~~. La disposition selon laquelle les ~~surveillances~~ ~~activités de surveillance~~ de la végétation peuvent être effectuées en même temps que les inspections générales de lignes facilite la capacité du ~~propriétaire d'installation de transport~~ visé ou du ~~propriétaire d'installation de production~~ visé de respecter cette exigence. Toutefois, le ~~propriétaire d'installation de transport~~ visé ou le ~~propriétaire d'installation de production~~ visé peut déterminer que des inspections plus fréquentes de la végétation sont nécessaires pour maintenir les niveaux de fiabilité, ~~basé sur~~ ~~selon~~ des facteurs ~~tel~~ ~~comme~~ le taux de croissance prévu de la végétation locale, la

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

durée de la saison de croissance locale, la largeur limitée des *emprises*, et les précipitations locales. Par conséquent, il est anticipé que pour certaines lignes de transport peuvent se voir désigner on établira une fréquence d'inspection accrue des inspections.

Les facteurs niveaux de risque gravité de la non-conformité pour l'exigence E6 ont des niveaux classés sont établis en fonction du pourcentage de défaillance d'inspection de non-inspection des lignes assujetties à inspecter. Pour calculer le facteur niveau de risque gravité de la non-conformité approprié, le propriétaire d'installation de transport visé ou propriétaire d'installation de production visé peut choisir des unités tel que : numéro de ; circuits, ou nombre de poteaux de lignes, miles ou de supports, kilomètres ou milles de ligne lignes, etc.

Par exemple, lorsqu'un propriétaire d'installation de transport visé ou un propriétaire d'installation de production visé exploite 2 000 miles milles de lignes de transport assujetties, ce propriétaire d'installation de transport visé ou ce propriétaire d'installation de production visé sera responsable d'inspecter tous les 2 000 miles milles au moins une fois par année civile. Si une des lignes incluses est de 100 miles milles de long longueur, et si elle n'a pas été inspectée durant l'année, la quantité en défaut serait de $100/2000 = 0,05$ ou 5 %. Le facteur niveau de risque gravité de la non-conformité « faible » pour l'exigence E6 s'appliquerait dans cet exemple.

Exigence E7 :

L'exigence E7 est une exigence basée sur les risques le risque. Le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production visé est tenu de compléter son plan de travail annuel des travaux de maîtrise de la végétation pour atteindre l'objectif de cette norme. Des modifications au plan de travaux travail en réponse à des conditions changeantes ou à des constatations faites durant la surveillance l'inspection de la végétation peuvent être apportées et documentées en prenant pour acquis pourvu qu'elles n'exposent pas le réseau de transport à un risque. L'exigence d'un plan annuel de travaux n'est n'oblige pas dans l'intention d'exiger nécessairement à une description détaillée, « portée par portée » ou même « ligne par ligne », de tous les travaux devant être accomplis. Elle cherche seulement l'intention d'exiger à exiger du propriétaire d'installation de transport visé ou du propriétaire d'installation de production visé qu'il fournisse les pièces justificatives attestant la planification et l'exécution annuelles d'une approche annuelle de d'intervention en maîtrise et de maintenance de la végétation qui empêchent, avec succès, bel et bien l'empiètement de la végétation sur les MVCD.

Par exemple, Lorsqu'un propriétaire d'installation de transport visé ou un propriétaire d'installation de production visé identifié désigne 1 000 miles milles de lignes de transport assujetties devant être complétées dans le son plan annuel du propriétaire d'installation de transport visé ou du propriétaire d'installation de production visé, le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production visé sera responsable, il est alors tenu de compléter les travaux sur les miles identifiés milles désignés. Si un propriétaire d'installation de transport visé ou un propriétaire d'installation de production visé fait une modification au plan annuel qui ne met pas à risque le réseau de transport de subir un empiètement, le plan annuel peut être modifié. Si les travaux à exécuter sur 100 miles milles prévus au plan annuel sont retardés à l'année suivante, le calcul pour déterminer le pourcentage des travaux effectués durant l'année en cours serait : $1\ 000 - 100$ (miles (milles avec travaux retardés) = 900 (miles (milles prévus dans le plan annuel modifié), donc $900 / 900 = 100$ % des miles milles où les travaux prévus sont terminés. Si un propriétaire d'installation de transport visé ou un propriétaire d'installation de production visé a seulement complété les travaux sur 875 des 1 000 miles milles totaux sans documentation acceptable justifiant la modification au plan annuel, le calcul pour les manquements à compléter le plan annuel serait : pourcentage $1\ 000 - 875$

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

= 125 ~~miles~~milles avec manquements, ~~alors et donc~~ 125 ~~miles~~-milles (avec travaux non complétés) / 1 000 (~~miles~~milles prévus dans le plan annuel) = 12,5 % de non-~~achevé~~-achèvement.

La possibilité de modifier le plan ~~des travaux de travail~~ permet au *propriétaire d'installation de transport* visé ou au *propriétaire d'installation de production* visé de changer ses priorités ou ses techniques de traitement pendant l'année en fonction des conditions ou des situations qui se présentent. Par exemple, des inspections récentes sur des lignes pourraient permettre ~~d'identifier de~~ constater des travaux non anticipés prioritaires, des conditions météorologiques (sécheresse) pourraient rendre inefficace l'application d'herbicides du plan de l'année, ou une grosse tempête pourrait rendre nécessaire la réaffectation des ressources locales loin des emplacements où ~~les travaux de maîtrise de la maintenance était~~ ~~végétation étaient~~ planifiée. Cette situation peut aussi inclure ~~de se conformer aux ententes~~ la nécessité d'honorer une entente d'assistance mutuelle ~~réaffectée en~~ réaffectant les ressources du système d'un *propriétaire d'installation de transport* ~~concerné~~visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* ~~concerné~~visé pour travailler sur un autre système. N'importe quel de ces exemples pourrait ~~résulter en entraîner~~ des reports ou à des ajouts au plan ~~de travail~~ annuel ~~des travaux~~, à condition qu'ils ne mettent pas le réseau de transport à risque de subir un empiètement de la végétation.

En règle générale, l'approche ~~de la maintenance de la~~ ~~l'intervention en~~ maîtrise de la végétation devrait utiliser toute l'étendue de la servitude du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, du titre en fief simple et des autres droits légaux alloués. Une approche globale qui utilise toute l'étendue des droits légaux sur les *emprises* est à privilégier par rapport à une approche progressive de maîtrise, puisqu'à long terme, elle réduit l'ensemble des risques d'empiètements, et fait en sorte que les futurs travaux planifiés et les futurs cycles d'inspection ~~sont~~soient suffisants.

Pendant l'élaboration du plan ~~de travail~~ annuel ~~des travaux~~, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit allouer du temps pour remplir les exigences procédurales ~~pour obtenir~~ ~~afin d'obtenir~~ les permis pour travailler sur des terres fédérales, étatiques, provinciales, publiques et tribales. Dans certains cas, le délai d'obtention d'un permis pourrait nécessiter de préparer les plans des ~~travaux~~travail plus d'un an avant la date de début des travaux. Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pourrait aussi avoir besoin ~~de considérer~~prendre en compte les exigences particulières du propriétaire foncier telles qu'indiquées dans les actes de servitude.

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux ~~identifiés~~indiqués dans le plan ~~de travail~~ annuel ~~des travaux~~ seront exécutés ~~tels~~ que planifiés. Par conséquent, les reports ou les modifications pertinentes au plan annuel doivent être documentés. Selon le format utilisé pour la planification ou la documentation par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, les pièces justificatives ~~du succès de l'exécution~~attestant la bonne ~~exécution~~ du plan ~~de travail~~ annuel ~~des travaux~~ pourraient comprendre les ordres des travaux, les contrats signés, les imprimés provenant des systèmes de gestion des travaux, les chiffriers des travaux ~~effectués versus les~~planifiés et ~~des~~ travaux complétés, les feuilles de temps, les rapports d'inspection des travaux ou les factures payées. Les autres pièces justificatives peuvent comprendre des photographies et des rapports de déplacements.

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

FAC-003 — TABLEAU 2 — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)²⁸
Pour des tensions à **courant alternatif** (pieds)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) ²⁹	MVCD (pieds) Du niveau de la mer jusqu'à 500-pi	MVCD (pieds) Plus de 500-pi à 1-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 1-000-pi à 2-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 2-000-pi à 3-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 3-000-pi à 4-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 4-000-pi à 5-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 5-000-pi à 6-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 6-000-pi à 7-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 7-000-pi à 8-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 8-000-pi à 9-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 9-000-pi à 10-000-pi	MVCD (pieds) Plus de 10-000-pi à 11-000-pi
765	800	8,2-pi	8,23-pi	8,61-pi	8,89-pi	9,17-pi	9,45-pi	9,73-pi	10,01-pi	10,29-pi	10,57-pi	10,85-pi	11,13-pi
500	550	5,15-pi	5,25-pi	5,45-pi	5,66-pi	5,86-pi	6,07-pi	6,28-pi	6,49-pi	6,7-pi	6,92-pi	7,13-pi	7,25-pi
345	362	3,19-pi	3,26-pi	3,39-pi	3,53-pi	3,67-pi	3,82-pi	3,97-pi	4,12-pi	4,27-pi	4,43-pi	4,58-pi	4,74-pi
287	302	3,88-pi	3,96-pi	4,12-pi	4,29-pi	4,45-pi	4,62-pi	4,79-pi	4,97-pi	5,14-pi	5,32-pi	5,50-pi	5,68-pi
230	242	3,03-pi	3,09-pi	3,22-pi	3,36-pi	3,49-pi	3,63-pi	3,78-pi	3,92-pi	4,07-pi	4,22-pi	4,37-pi	4,53-pi
161*	169	2,05-pi	2,09-pi	2,19-pi	2,28-pi	2,38-pi	2,48-pi	2,58-pi	2,69-pi	2,8-pi	2,91-pi	3,03-pi	3,14-pi
138*	145	1,74-pi	1,78-pi	1,86-pi	1,94-pi	2,03-pi	2,12-pi	2,21-pi	2,3-pi	2,4-pi	2,49-pi	2,59-pi	2,7-pi
115*	121	1,44-pi	1,47-pi	1,54-pi	1,61-pi	1,68-pi	1,75-pi	1,83-pi	1,91-pi	1,99-pi	2,07-pi	2,16-pi	2,25-pi
88*	100	1,18-pi	1,21-pi	1,26-pi	1,32-pi	1,38-pi	1,44-pi	1,5-pi	1,57-pi	1,64-pi	1,71-pi	1,78-pi	1,86-pi
69*	72	0,84-pi	0,86-pi	0,90-pi	0,94-pi	0,99-pi	1,03-pi	1,08-pi	1,13-pi	1,18-pi	1,23-pi	1,28-pi	1,34-pi

* — De telles lignes sont assujetties à cette norme seulement si le *planificateur de la coordination* en a déterminé ainsi, selon FAC-014 (Se reporter à la section « Applicabilité » ci-dessus).

28. — Les distances dans ce tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique, toutefois, les pratiques prudentes de maintenance de la végétation préconisent que des distances beaucoup plus grandes soient utilisées au moment de la maintenance de la végétation.

29. — Lorsque les lignes assujetties sont exploitées à des tensions nominales autres que celles qui sont indiquées, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit utiliser la tension maximale du réseau pour déterminer le dégagement approprié pour cette ligne.

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

FAC-003 — TABLEAU 2 (SUITE) — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)⁷

Pour des tensions à **courant alternatif** (mètres)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) ¹⁷	MVCD (mètres) Du niveau de la mer jusqu'à 152,4 m	MVCD (mètres) Plus de 152,4 m à 304,8 m	MVCD (mètres) Plus de 304,8 m à 609,6 m	MVCD (mètres) Plus de 609,6 m à 914,4 m	MVCD (mètres) Plus de 914,4 m à 1 219,2 m	MVCD (mètres) Plus de 1 219,2 m à 1 524 m	MVCD (mètres) Plus de 1 524 m à 1 828,8 m	MVCD (mètres) Plus de 1 828,8 m à 2 133,6 m	MVCD (mètres) Plus de 2 133,6 m à 2 438,4 m	MVCD (mètres) Plus de 2 438,4 m à 2 743,2 m	MVCD (mètres) Plus de 2 743,2 m à 3 048 m	MVCD (mètres) Plus de 3 048 m à 3 352,8 m
765	800	2,49 m	2,54 m	2,62 m	2,71 m	2,80 m	2,88 m	2,97 m	3,05 m	3,14 m	3,22 m	3,31 m	3,39 m
500	550	1,57 m	1,60 m	1,66 m	1,73 m	1,79 m	1,85 m	1,91 m	1,98 m	2,04 m	2,11 m	2,17 m	2,24 m
345	362	0,97 m	0,99 m	1,03 m	1,08 m	1,12 m	1,16 m	1,21 m	1,26 m	1,30 m	1,35 m	1,40 m	1,44 m
287	302	1,18 m	0,88 m	1,26 m	1,31 m	1,36 m	1,41 m	1,46 m	1,51 m	1,57 m	1,62 m	1,68 m	1,73 m
230	242	0,92 m	0,94 m	0,98 m	1,02 m	1,06 m	1,11 m	1,15 m	1,19 m	1,24 m	1,29 m	1,33 m	1,38 m
161 [±]	169	0,62 m	0,64 m	0,67 m	0,69 m	0,73 m	0,76 m	0,79 m	0,82 m	0,85 m	0,89 m	0,92 m	0,96 m
138 [±]	145	0,53 m	0,54 m	0,57 m	0,59 m	0,62 m	0,65 m	0,67 m	0,70 m	0,73 m	0,76 m	0,79 m	0,82 m
115 [±]	121	0,44 m	0,45 m	0,47 m	0,49 m	0,51 m	0,53 m	0,56 m	0,58 m	0,61 m	0,63 m	0,66 m	0,69 m
88 [±]	100	0,36 m	0,37 m	0,38 m	0,40 m	0,42 m	0,44 m	0,46 m	0,48 m	0,50 m	0,52 m	0,54 m	0,57 m
69 [±]	72	0,26 m	0,26 m	0,27 m	0,29 m	0,30 m	0,31 m	0,32 m	0,34 m	0,36 m	0,37 m	0,39 m	0,41 m

* — De telles lignes sont assujetties à cette norme seulement si le *planificateur de la coordination* en a déterminé ainsi, selon FAC-014 (Se reporter à la section « Applicabilité » ci-dessus).

FAC-003-4 — Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport

**TABEAU 2 (SUITE) — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)⁷
Pour des tensions à **courant continu** en pieds (mètres)**

Tension (c.c.) nominale du pôle à la terre (kV)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)
	Du niveau de la mer jusqu'à 500 pi (Du niveau de la mer jusqu'à 152,4 m)	Plus de 500 pi à 1 000 pi (Plus de 152,4 m à 304,8 m)	Plus de 1 000 pi à 2 000 pi (Plus de 304,8 m à 609,6 m)	Plus de 2 000 pi à 3 000 pi (Plus de 609,6 m à 914,4 m)	Plus de 3 000 pi à 4 000 pi (Plus de 914,4 m à 1 219,2 m)	Plus de 4 000 pi à 5 000 pi (Plus de 1 219,2 m à 1 524 m)	Plus de 5 000 pi à 6 000 pi (Plus de 1 524 m à 1 828,8 m)	Plus de 6 000 pi à 7 000 pi (Plus de 1 828,8 m à 2 133,6 m)	Plus de 7 000 pi à 8 000 pi (Plus de 2 133,6 m à 2 438,4 m)	Plus de 8 000 pi à 9 000 pi (Plus de 2 438,4 m à 2 743,2 m)	Plus de 9 000 pi à 10 000 pi (Plus de 2 743,2 m à 3 048 m)	Plus de 10 000 pi à 11 000 pi (Plus de 3 048 m à 3 352,8 m)
±750	14,12 pi (4,30 m)	14,31 pi (4,36 m)	14,70 pi (4,48 m)	15,07 pi (4,59 m)	15,45 pi (4,71 m)	15,82 pi (4,82 m)	16,2 pi (4,94 m)	16,55 pi (5,04 m)	16,91 pi (5,15 m)	17,27 pi (5,26 m)	17,62 pi (5,37 m)	17,97 pi (5,48 m)
±600	10,23 pi (3,12 m)	10,39 pi (3,17 m)	10,74 pi (3,26 m)	11,04 pi (3,36 m)	11,35 pi (3,46 m)	11,66 pi (3,55 m)	11,98 pi (3,65 m)	12,3 pi (3,75 m)	12,62 pi (3,85 m)	12,92 pi (3,94 m)	13,24 pi (4,04 m)	13,54 pi (4,13 m)
±500	8,03 pi (2,45 m)	8,16 pi (2,49 m)	8,44 pi (2,57 m)	8,71 pi (2,65 m)	8,99 pi (2,74 m)	9,25 pi (2,82 m)	9,55 pi (2,91 m)	9,82 pi (2,99 m)	10,1 pi (3,08 m)	10,38 pi (3,16 m)	10,65 pi (3,25 m)	10,92 pi (3,33 m)
±400	6,07 pi (1,85 m)	6,18 pi (1,88 m)	6,41 pi (1,95 m)	6,63 pi (2,02 m)	6,86 pi (2,09 m)	7,09 pi (2,16 m)	7,33 pi (2,23 m)	7,56 pi (2,30 m)	7,80 pi (2,38 m)	8,03 pi (2,45 m)	8,27 pi (2,52 m)	8,51 pi (2,59 m)
±250	3,50 pi (1,07 m)	3,57 pi (1,09 m)	3,72 pi (1,13 m)	3,87 pi (1,18 m)	4,02 pi (1,23 m)	4,18 pi (1,27 m)	4,34 pi (1,32 m)	4,50 pi (1,37 m)	4,66 pi (1,42 m)	4,83 pi (1,47 m)	5,00 pi (1,52 m)	5,17 pi (1,58 m)

Information complémentaire

Remarques :

Le La SDT a déterminé que l'utilisation de la norme IEEE 516-2003 dans la version 1 de la norme FAC-003 constituait une erreur d'application. Le La SDT a consulté des spécialistes, qui ont ~~conseillé~~ indiqué que l'équation de Gallet serait une méthode techniquement justifiable. ~~L'explication du pourquoi~~ La justification de l'approche de Gallet est ~~plus appropriée est détaillé dans les paragraphes~~ présentée ci-dessous après.

L'équipe de rédaction cherchait une méthode d'établissement des distances de dégagement minimales qui ~~soient~~ soit basée sur des conditions météorologiques et des facteurs de surtension transitoire maximale réalistes pour les lignes de transport en service.

Le La SDT a considéré les aspects suivants en étudiant des modifications possibles aux distances minimales entre la végétation et le conducteur dans la norme FAC-003-1 :

- éviter les problèmes associés à la nécessité de se reporter à des tableaux ~~dans une~~ une autre norme (IEEE-516-2003) ~~);~~);
- les lignes de transport ne sont pas exploitées dans des conditions de laboratoire (conditions ~~humides);~~ pluvieuses);
- les facteurs de surtension transitoire sont moins élevés pour les lignes de transport en service que pour les lignes de transport qui ont été involontairement remises sous tension avec des charges captives.

La norme FAC-003-1 ~~utilise~~ utilisait la formule de calcul de la distance minimale d'isolement dans l'air (MAID) sans les outils ~~fourni~~ fournis par la norme IEEE 516-2003 pour déterminer la distance minimale entre un conducteur de ligne de transport et la végétation. Les équations et les méthodes fournies par la norme IEEE 516 ont été élaborées par le groupe de travail de l'IEEE en 1968 à partir de données d'essai provenant de treize laboratoires indépendants. Les distances indiquées aux tableaux 5 et 7 de la norme IEEE-516 reposent sur la tension de tenue de l'air sec entre deux tiges métalliques, ou, en d'autres mots, dans des conditions sèches d'un laboratoire. Par conséquent, la validité de l'utilisation de ces distances pour une application dans un environnement extérieur a été ~~questionnée~~ remise en question.

La norme FAC-003-1 permettait aux *propriétaires d'installation de transport* d'utiliser soit le tableau 5 soit le tableau 7 pour établir les distances de dégagement minimales. Le tableau 7 pouvait être utilisé si le *propriétaire d'installation de transport* connaissait les facteurs de surtension transitoire maximale pour son réseau. Autrement, le tableau 5 devait être utilisé. Le tableau 5 indique les distances d'isolement minimales dans l'air dans les pires cas possibles de facteurs de surtension transitoire. Ces pires cas de facteurs de surtension transitoire étaient les suivants : 3,5 pour ~~des~~ les tensions phase-phase allant jusqu'à 362 kV ; 3,0 pour ~~des~~ les tensions phase-phase entre 500 et 550 kV ; et 2,5 pour ~~des~~ les tensions phase-phase entre 765 et 800 kV. Ces pires cas de facteurs de surtension transitoire étaient aussi une source de préoccupation dans cette application particulière des distances.

En général, les pires cas de surtension transitoire surviennent sur des lignes de transport qui sont involontairement remises sous tension immédiatement après que la ligne a été mise hors tension ~~et,~~ alors qu'une charge captive est encore présente. L'intention de la norme FAC-003 est d'empêcher qu'une ligne de transport qui est en service soit mise hors tension (c.-à-d. déclenchée) par suite d'un arc électrique entre le conducteur de la ligne et la végétation avoisinante. ~~Alors~~ Ainsi, les hypothèses pour les pires cas de surtension transitoire ne sont pas appropriées pour cette application. Plutôt, les

Information complémentaire

valeurs de surtension appropriées sont celles qui surviennent seulement lorsque la ligne est mise sous tension.

Les valeurs typiques de surtensions transitoires de lignes en service, ~~comme tel~~, ne ~~se retrouvent sont~~ pas ~~aisément faciles à trouver~~ dans la documentation parce qu'elles sont négligeables ~~comparées aux~~ ~~comparaison des~~ valeurs maximales. Une valeur prudente de surtension transitoire maximale qui peut se produire n'importe où le long d'une ligne à courant alternatif en service ~~est était~~ approximativement 2,0 p.u. Cette valeur ~~est était~~ une estimation prudente de la surtension transitoire qui survient au point d'application (p. ex., un poste électrique) en enclenchant une batterie de condensateurs sans dispositif de ~~pré insertion~~ ~~préinsertion~~ (p. ex., des résistances d'enclenchement). À des niveaux de tension où les batteries de condensateurs ne sont pas très courantes (p. ex., à une tension maximale de réseau de 362 kV), la surtension transitoire maximale d'une ligne à courant alternatif en service survient en raison d'un début de défaut sur des lignes à courant alternatif adjacentes ou de la manœuvre d'inductance shunt. Ces tensions transitoires sont habituellement de 1,5 p.u. ou moins.

Bien que ces surtensions transitoires ne soient pas propagées à des points éloignés de la barre où elles surviennent, ~~pour faire preuve de on suppose par~~ prudence, ~~il est assumé~~ que toutes les lignes à courant alternatif avoisinantes sont soumises au même niveau de surtension. Donc, un facteur de surtension transitoire maximale de 2,0 p.u. pour les lignes de transport exploitées à 302 kV et moins ~~est était~~ considéré ~~comme~~ un maximum réaliste pour cette application. Également, pour les lignes de transport à courant alternatif exploitées à des tensions maximales de réseau de 362 kV et plus, un facteur de surtension transitoire de 1,4 p.u. ~~est était~~ considéré ~~comme~~ un maximum réaliste.

Les équations de Gallet sont une méthode acceptée pour la coordination de ~~l'isolation~~ ~~isolement~~ dans la conception des pylônes. Ces équations sont utilisées pour calculer les distances d'amorçage requises pour la coordination appropriée de ~~l'isolation~~ ~~isolement~~ des lignes de transport. Elles ont été élaborées pour les applications ~~dans des conditions~~ sèches ou ~~humides pluvieuses~~ et peuvent être employées avec n'importe quelle valeur du facteur de surtension transitoire. Les équations de Gallet permettent aussi de prendre en compte diverses géométries d'intervalle d'air. Cette approche a été utilisée pour la conception des premières lignes à 500 kV et à 765 kV en Amérique du Nord.

Si l'on compare les distances ~~←MAID→~~ établies à l'aide du tableau 7 de la norme IEEE 516-2003 (tableau D.5 pour les unités anglaises) avec les distances critiques de formation d'arcs électriques calculées avec les équations de Gallet en ~~milieu humide~~ ~~conditions pluvieuses~~, pour chacune des classes de tension nominale et avec des facteurs de surtension transitoire identiques, les équations de Gallet donnent une valeur de distance minimale plus prudente (supérieure).

Les distances calculées au moyen des formules (milieu sec) énoncées dans la norme IEEE 516 ou des équations de Gallet (pour milieu humide) ne sont pas très différentes lorsque les mêmes facteurs de surtension transitoire sont utilisés ; les équations pour milieu humide donneront invariablement des distances légèrement plus grandes que les valeurs calculées au moyen des équations de la norme IEEE 516 lorsque la même surtension transitoire est utilisée. Alors que les équations de la norme IEEE 516 ~~ont n'ont~~ été élaborées que pour des conditions sèches, les équations de Gallet peuvent être utilisées pour calculer les distances d'amorçage de l'arc électrique dans des conditions ~~humides pluvieuses~~ ou sèches.

~~Alors que l'EPRI tente actuellement d'établir des~~ ~~Comme il n'existait pas de~~ données empiriques pour déterminer les distances d'arc électrique pour la végétation vivante, ~~il n'existe actuellement aucune formule destinée à calculer expressément les distances minimales entre~~ ~~lors de l'élaboration de~~ la ~~végétation et un conducteur.~~ ~~Donc~~ ~~version 3~~, l'équipe de rédaction des normes a choisi une méthode

Information complémentaire

évaluée qui est déjà utilisée dans d'autres applications à de très hautes tensions, haute tension. La pertinence des équations de Gallet dans des conditions humides pluvieuses et le choix d'un facteur de surtension transitoire qui soit conséquent avec l'absence de charges captives sur une ligne de transport en service fait de cette méthode un meilleur choix.

Le tableau suivant est un exemple de comparaison entre des distances calculées au moyen des équations de la norme IEEE 516 et des équations de Gallet.

Comparaison entre les distances d'arc électrique calculées au moyen des équations de Gallet pour conditions humides et des distances «MAID» de la norme IEEE 516-2003

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV)	Facteur de surtension transitoire (T)	Dégagement (pi) (équation de Gallet [humides]) à 3 000 pi d'altitude (pi)	Tableau 7 (tableau D.5 pour les pieds) (Distance MAID selon IEEE 516-2003, voir le tableau D.5 pour les pieds) à 3 000 pi d'altitude (pi)
765	800	2,0	14,36	13,95
500	550	2,4	11,00	10,07
345	362	3,0	8,55	7,47
230	242	3,0	5,28	4,20
115	121	3,0	2,46	2,10

Information complémentaire

Justification :

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

Justification pour de l'applicabilité (section 4.2.4) :

Les zones exclues de la section 4.2.4 ont été exclues à la suite de commentaires formulés par l'industrie pour les motifs résumés comme suit : 1) ci-dessous :

- 1) Il y a très peu de risque reliés risques liés à la végétation dans cette zone. Basé sur Selon un sondage informel, aucun propriétaire d'installation de transport n'a déclaré un tel événement.
- 2) 2) Les postes électriques, et les postes de sectionnement et les postes font l'objet de plusieurs inspections et activités de maintenance d'inspection et d'entretien qui sont nécessaires pour la fiabilité. Ces processus existants gèrent la menace. C'est pourquoi les étapes formelles de cette norme ne conviennent pas très bien pour cet environnement. 3) En adressant spécifiquement les zones où la norme s'applique ou non, rend la norme plus claire
- 3) Le fait de préciser les zones où la norme s'applique ou non rend la norme plus claire.

Justification pour de l'applicabilité (section 4.3) :

À même Dans le texte corps de la norme de fiabilité de la NERC FAC-003-3, les « lignes de transmission transport » et les « lignes assujetties visées » peuvent aussi faire référence aux installations de production telles qu'énoncé mentionnées en 4.3 et dans ses sous-sections.

Justification pour les des exigences E1 et E2 :

Les lignes qui ont le plus d'impact sur la fiabilité sont traitées à l'exigence E1 ; toutes les autres lignes sont couvertes à l'exigence E2.

Justifications Justification pour les types de manquements à maîtriser la végétation, lesquels sont énumérés en ordre croissant de degrés degré de sévérité dans la performance gravité de la non-conformité qui sont reliés à un dans le contexte d'un manquement par le propriétaire d'installation de transport concerné visé ou par le propriétaire d'installation de production concerné visé dans son programme de maintenances maîtrise de la végétation :

1. Ce manquement dans la gestion est relevé lors des inspections de routine ou lors d'une enquête menée sur un défaut, et est généralement symptomatique de conditions inhabituelles dans un programme autrement sûr.
2. Ce manquement dans la gestion survient lorsque la hauteur et l'emplacement d'un arbre limitrophe à l'intérieur de l'emprise n'ont pas été adéquatement pris en considération par le programme.
3. Ce manquement dans la gestion survient lorsque la croissance de la végétation limitrophe n'a pas été adéquatement prise en considération et, ce qui peut être révélateur d'un programme peu sûr.
4. Ce manquement dans la gestion est habituellement révélateur d'un programme qui ne tient pas compte du comportement dynamique le plus fondamental dans la gestion de la végétation (c.-à-d. une la croissance sous la ligne). Si ce type de manquement est omniprésent sur plusieurs lignes, il instaure un mécanisme de déclenchements en cascade.

Information complémentaire

Justification ~~pour~~de l'exigence E3 :

La documentation fournit la base pour évaluer la validité du programme de maîtrise de la végétation du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé. Il peut exister de nombreuses approches acceptables pour maintenir les dégagements. Toute approche doit démontrer que le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé évite les contacts entre la végétation et les conducteurs souspour toutes les *caractéristiques assignées* et souspour toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*. Voir la figure.

Justification ~~pour~~de l'exigence E4 :

~~Celle-ci~~Cette exigence vise à s'assurerfaire en sorte que les communications soient promptes entre le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé et le centre de contrôle lorsqu'une situation critique est confirmée.

Justification ~~pour~~de l'exigence E5 :

Des actions légalesprocédures judiciaires ou d'autres événements peuvent survenir, lesquels imposent des contraintes qui empêchent le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé d'effectuer les travaux planifiés de maintenancemaîtrise de la végétation.

Le but recherché est que dans les cas où une ligne de transport est potentiellement exposée à un risque en raison desde contraintes, l'intention est la mise en place de mesures provisoires par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, au lieu mette en place des mesures provisoires, plutôt que de ne rien faire.

Le processus d'actionsde mesures correctives ne vise pas à adresser les situations où une méthodologie de travaux planifiés ne peut être effectuée, mais où une autre méthodologie alternative de travaux peut être utilisée.

Justification ~~pour~~de l'exigence E6 :

Les inspections sont utilisées par les *propriétaires d'installation de transport* visésvisés ou les *propriétaires d'installation de production* visés pour évaluer l'état de toute l'*emprise*. L'information résultant des évaluations peut être utilisée pour déterminer le risque, pour déterminer les travaux futurs et pour évaluer les travaux récemment complétés. Cette exigence établit une fréquence minimumminimale de la surveillance de la végétation d'au moins une fois par année civile avec pas plus de 18 mois entre les inspections de la même *emprise*. Basé surD'après les taux de croissance moyens à traversdans l'ensemble de l'Amérique du Nord et surles pratiques courantes dans les services publics d'électricité, cette fréquence minimale est raisonnable. Les *propriétaires d'installation de transport* doivent considérer les facteurs locaux et environnementaux qui pourraient justifier des inspections plus fréquentes.

Justification ~~pour~~de l'exigence E7 :

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux identifiésindiqués dans le plan des travauxde travail annuel seront complétés tels que planifiés. Elle permet des modifications aux travaux planifiés en cas de conditions changeantes, en tenant compte de la croissance anticipée de la végétation et de tous les autres facteurs environnementaux, à condition que ces modifications ne mettent pas le réseau de transport à risque d'un empiètement de la végétation.

Historique des versions

Information complémentaire

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	A être annoncé ultérieurement	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ajout de « Standard Development Roadmap ». 2. Changement de « 60 » à « Sixty » dans la section A, 5.2. 3. Ajout de « Proposed effective Date : April 7, 2006 » au pied de page. 4. Ajout de « Draft 3 : November 17, 2005 » au pied de page. 	20 janvier 2006
1	4 avril 2007	Approbation réglementaire — Date d'entrée en vigueur.	Nouveau
2	3 novembre 2011	Adopté par le conseil d'administration de la NERC.	
2	21 mars 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la FAC-003-2.	
2	9 mai 2013	Le conseil d'administration de la NERC adopte la modification des facteurs de risque de la non-conformité par l'augmentation des facteurs de risque de la non-conformité pour E2 de « Modéré » à « Élevé ».	
3	9 mai 2012	Approbation de la FAC-003-3 par le conseil d'administration de la NERC.	
3	19 septembre 2013	Une ordonnance de la FERC a été émise le 19 septembre 2013 approuvant la FAC-003-3. Cette norme devient applicable le 1 ^{er} juillet 2014 pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i> . Pour les <i>propriétaires d'installation de production</i> , E3 entre en vigueur le 1 ^{er} janvier 2015 et toutes les autres exigences (E1, E2, E4, E5, E6, E7) entrent en vigueur le 1 ^{er} janvier 2016.	
3	22 novembre 2013	Mise à jour des facteurs de risque de la non-conformité pour E2 de « Modéré » à « Élevé » par une règle finale émise par la FERC.	
3	30 juillet 2014	Transféré la section dates d'entrée en vigueur de la norme FAC-003-2 (pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i>) à la norme FAC-003-3, conformément au plan de mise en œuvre.	

