

**Normes de fiabilité et leurs Annexes Québec (version  
française)**



### A. Introduction

1. **Titre :** Exploitation sous perturbations géomagnétiques
2. **Numéro :** EOP-010-1
3. **Objet :** Atténuer les effets des perturbations géomagnétiques (GMD) en mettant en application des *plans*, des *processus* et des *procédures d'exploitation*.
4. **Applicabilité :**

- 4.1. **Entités fonctionnelles :**

- 4.1.1 *Coordonnateur de la fiabilité*

- 4.1.2 *Exploitant de réseau de transport dont la zone de l'exploitant de réseau de transport* comporte un transformateur de puissance dont le côté haute tension présente un enroulement en étoile avec neutre mis à la terre et dont la tension aux bornes est supérieure à 200 kV

5. **Contexte :**

Les perturbations géomagnétiques (GMD) ont le potentiel de nuire à la fiabilité des réseaux de transport interconnectés. Pendant un événement de GMD, des courants induits géomagnétiquement (GIC) peuvent entraîner une surchauffe ou des dommages du transformateur, une perte de sources de *puissance réactive*, une demande accrue en *puissance réactive* et un *fonctionnement incorrect* des *systèmes de protection* qui, en combinaison, peuvent entraîner l'effondrement de la tension et une panne de réseau.

6. **Date d'entrée en vigueur :**

Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'approbation de cette 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 six mois 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.

### B. Exigences et mesures

**E1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit élaborer, tenir à jour et mettre en application un *plan d'exploitation GMD* qui coordonne les *procédures d'exploitation* ou les *processus d'exploitation GMD* à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*. Ce *plan d'exploitation GMD* doit comprendre au minimum : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même et exploitation en temps réel*]

**E1.1.** une description des activités visant à atténuer les effets des perturbations géomagnétiques sur la fiabilité du réseau de transport interconnecté à l'intérieur de la *zone de fiabilité* ;

**E1.2.** un processus d'examen par le *coordonnateur de la fiabilité* des *procédures d'exploitation* ou des *processus d'exploitation GMD* des *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*.

**M1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir un *plan d'exploitation GMD* à jour qui respecte toutes les dispositions de l'exigence E1, des pièces justificatives comme une révision ou un historique des révisions attestant que le *plan d'exploitation GMD* a été tenu à jour ; et

des pièces justificatives pour montrer que ce plan a été mis en application conformément aux dispositions comme des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux ou des transcriptions d'enregistrements vocaux datés.

- E2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit diffuser l'information sur la prévision et la météo spatiale courante aux entités fonctionnelles identifiées comme destinataires dans son *plan d'exploitation GMD*. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : exploitation le jour même et exploitation en temps réel*]
- M2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des pièces justificatives comme des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux, des transcriptions ou des communications électroniques datés attestant que l'information sur la prévision et la météo spatiale a été diffusée conformément à son *plan d'exploitation GMD*.
- E3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit élaborer, tenir à jour et mettre en application une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation GMD* visant à atténuer les effets des perturbations géomagnétiques sur la fiabilité de son réseau. Cette *procédure d'exploitation* ou ce *processus d'exploitation* doit comprendre au minimum : [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même et exploitation en temps réel*]
- E3.1.** les étapes ou les tâches à la réception de l'information sur la météo spatiale ;
- E3.2.** les mesures à prendre par le *répartiteur* en fonction de conditions préétablies ;
- E3.3.** les conditions de fin de la *procédure d'exploitation* ou du *processus d'exploitation*.
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation GMD* qui respectent toutes les dispositions de l'exigence E3 ; des pièces justificatives comme une révision ou un historique des révisions attestant que la *procédure d'exploitation* ou *processus d'exploitation GMD* a été tenu à jour ; et des pièces justificatives comme des journaux d'exploitation, des enregistrements vocaux ou des transcriptions d'enregistrements vocaux attestant que la *procédure d'exploitation* ou *processus d'exploitation* a été mis en application conformément aux dispositions.

## C. Conformité

### 1. Processus de surveillance de la conformité

#### 1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de 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 preuves attestant sa conformité pendant la période complète depuis le dernier audit.

Le *coordonnateur de la fiabilité* et l'*exploitant de réseau de transport* doivent conserver les données ou pièces justificatives pour montrer leur conformité selon les indications ci-après, à moins que leur CEA 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 de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

**1.4. Autres informations sur la conformité**

Aucune

## Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformités			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<b>E1</b>	Planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même et exploitation en temps réel	Moyen	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> avait un <i>plan d'exploitation GMD</i> , mais il ne l'a pas tenu à jour.	Sans objet	Le <i>plan d'exploitation GMD</i> du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas inclut un des éléments E1.1 et E1.2. de l'exigence E1.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas de <i>plan d'exploitation GMD</i> .  OU  Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas mis en application son <i>plan d'exploitation GMD</i> dans sa <i>zone de fiabilité</i> .
<b>E2</b>	Exploitation le jour même, exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas diffusé l'information sur la prévision et la météo spatiale courante à toutes les entités fonctionnelles identifiées comme destinataires dans son <i>plan d'exploitation GMD</i> .

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformités			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<b>E3</b>	Planification à long terme, planification de l'exploitation, exploitation le jour même, exploitation en temps réel	Moyen	L'exploitant de réseau de transport avait une <i>procédure d'exploitation</i> ou un <i>processus d'exploitation GMD</i> , mais il ne l'a pas tenu à jour.	La <i>procédure d'exploitation</i> ou le <i>processus d'exploitation GMD</i> de l'exploitant de réseau de transport n'a pas inclut un des éléments E3.1 à E3.3 de l'exigence E3.	La <i>procédure d'exploitation</i> ou le <i>processus d'exploitation GMD</i> de l'exploitant de réseau de transport a omis au moins deux des éléments E3.1 à E3.3 de l'exigence E3.	L'exploitant réseau de transport n'avait pas de <i>procédure d'exploitation</i> ou de <i>processus d'exploitation GMD</i> .  OU L'exploitant de réseau de transport n'a pas mis en application sa <i>procédure d'exploitation</i> ou son <i>processus d'exploitation GMD</i> .

### D. Différences régionales

Aucune

### E. Interprétations

Aucune

### F. Principes directeurs et fondements techniques

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes 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 boîtes de texte a été déplacé ci-après.

#### Justification de l'exigence E1

Un *plan d'exploitation* est mis en application par l'exécution des actions qui y sont stipulées.

La coordination vise à assurer que les *procédures d'exploitation* n'entrent pas mutuellement en conflit. Un *plan d'exploitation* est tenu à jour si l'on maintient sa pertinence compte tenu de la configuration, des conditions ou de l'expérience d'exploitation du réseau, selon ce qui est nécessaire pour réaliser son but.

Les éléments de l'exigence E1 sont liés à différents horizons temporels : l'élaboration du *plan d'exploitation* GMD correspond à l'*horizon de planification à long terme* ; la tenue à jour de ce plan correspond à l'*horizon de planification de l'exploitation* ; et la mise en application de ce plan correspond aux horizons de *planification de l'exploitation*, *exploitation le jour même* et *exploitation en temps réel*.

#### Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 remplace l'exigence E3 de la norme IRO-005-3.1a. La norme IRO-005-4, a été adoptée par le Conseil d'administration de la NERC et soumise à la FERC et aura pour effet de rendre caduque l'exigence E3 de la norme IRO-005-3.1a. Si la norme EOP-010-1 entre en vigueur avant le retrait de la norme IRO-005-3.1a, l'exigence E2 entrera en vigueur le premier jour suivant le retrait de la norme IRO-005-3.1a.

Les prévisions de la météo spatiale servent à informer à l'avance sur la situation et à préparer sécuritairement le réseau. Les conditions courantes de la météo spatiale servent à surveiller l'évolution d'une perturbation géomagnétique en cours.

Le *coordonnateur de la fiabilité* est responsable de la diffusion de l'information sur la météo spatiale afin d'assurer la coordination des actions et une connaissance homogène de la situation dans sa *zone de fiabilité*.

#### Justification de l'exigence E3

Dans l'élaboration d'une *procédure d'exploitation* ou d'un *processus d'exploitation*, l'entité peut tenir compte de facteurs qui lui sont propres, comme la géographie et la géologie ainsi que la topologie du réseau.

Une *procédure d'exploitation* ou un *processus d'exploitation* est tenu à jour si l'on maintient son applicabilité compte tenu de la configuration, des conditions ou de l'expérience d'exploitation du réseau, selon ce qui est nécessaire pour réaliser son but.

### **Historique des versions**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Intervention</b>	<b>Suivi des modifications</b>
1	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
1	19 juin 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant EOP-010-1	



# Norme EOP-010-1 — Exploitation sous perturbations géomagnétiques

## Annexe QC-EOP-010-1

### Dispositions particulières de la norme EOP-010-1 applicables au Québec

---

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

#### A. Introduction

1. **Titre :** Exploitation sous perturbations géomagnétiques
2. **Numéro :** EOP-010-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**  
Aucune disposition particulière
5. **Contexte :**  
Aucune disposition particulière
6. **Date d'entrée en vigueur :**
  - 6.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 30 septembre 2016
  - 6.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 17 février 2021
  - 6.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :

Exigence	Date d'entrée en vigueur au Québec
E1, E3	1 <sup>er</sup> janvier 2017
E2	1 <sup>er</sup> avril 2021

#### B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

#### C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
  - 1.1. **Responsabilité de la surveillance de la conformité**

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

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

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

Aucune disposition particulière

# Norme EOP-010-1 — Exploitation sous perturbations géomagnétiques

## Annexe QC-EOP-010-1

### Dispositions particulières de la norme EOP-010-1 applicables au Québec

---

#### Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

#### D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

#### E. Interprétations

Aucune disposition particulière

#### F. Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

#### Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	30 septembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	17 février 2021	Modification de la date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 en suivi de décision D-2021-015 dans le cadre du dossier R-4123-2020.	Révision

## **A. Introduction**

- 1. Titre :** Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique
- 2. Numéro :** TPL-007-3
- 3. Objet :** Établir les exigences de planification du comportement du *réseau de transport* en cas de perturbation géomagnétique (PGM).
- 4. Applicabilité :**
  - 4.1. Entités fonctionnelles :**
    - 4.1.1.** *Coordonnateur de la planification* dont la zone de planification comprend une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2
    - 4.1.2.** *Planificateur de réseau de transport* dont la zone de planification comprend une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2
    - 4.1.3.** *Propriétaire d'installation de transport* qui possède une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2
    - 4.1.4.** *Propriétaire d'installation de production* qui possède une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2
  - 4.2. Installations :**
    - 4.2.1.** *Installations* comprenant un ou des transformateurs de puissance dont le côté haute tension présente un enroulement en étoile avec neutre mis à la terre et dont la tension aux bornes est supérieure à 200 kV.
- 5. Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme TPL-007-3.

**Contexte :** Pendant une PGM, des courants géomagnétiquement induits (CGI) peuvent entraîner plusieurs phénomènes – échauffement de point chaud ou endommagement des transformateurs, perte de sources de *puissance réactive*, demande accrue de *puissance réactive*, *fonctionnements incorrects* – qui, en combinaison, peuvent entraîner l'effondrement de la tension et une panne d'électricité.

Le seul changement entre les versions TPL-007-2 et TPL-007-3 est l'ajout d'une différence régionale pour le Canada, afin de tenir compte des pratiques et processus réglementaires spécifiques au Canada, et d'une annexe qui encadre l'utilisation de données et de résultats de recherche spécifiques au Canada pour définir et mettre en œuvre une ou des variantes de PGM permettant d'atteindre un objectif de fiabilité au moins équivalent à celui de la norme TPL-007-2.

## B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec son ou ses *planificateurs de réseau de transport*, doit établir les responsabilités individuelles et communes du *coordonnateur de la planification* et du ou des *planificateurs de réseau de transport* dans la zone du *coordonnateur de la planification* relativement à la tenue à jour des modèles, à la réalisation des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire, et à la mise en œuvre d'un ou de plusieurs processus pour l'obtention des données de mesure de PGM spécifiées dans la présente norme.  
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]
- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec son ou ses *planificateurs de réseau de transport*, doit fournir une documentation sur les rôles et responsabilités (procès-verbaux de réunion, contrats, textes de procédures ou de protocoles en vigueur entre diverses entités ou entre divers services d'une organisation intégrée verticalement, courriels, etc.) attestant qu'une entente a été conclue quant aux responsabilités individuelles et communes relativement à la tenue à jour des modèles, à la réalisation des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire, et à la mise en œuvre d'un ou de plusieurs processus pour l'obtention des données de mesure de PGM, conformément à l'exigence E1.
- E2.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit tenir à jour des modèles de *réseau* et des modèles CGI de *réseau* pour sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.  
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- M2.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle tient à jour des modèles de *réseau* et des modèles CGI de *réseau* pour sa zone de planification aux fins des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.
- E3.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit établir des critères de performance acceptable de la tension en régime permanent de son *réseau* pendant les PGM décrites à l'annexe 1.  
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- M3.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant les critères de performance acceptable de la tension en régime permanent de son *réseau* qu'elle a adoptés conformément à l'exigence E3.

### Évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence

- E4.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit effectuer, au moins une fois tous les 60 mois civils, une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence sur l'*horizon de planification du transport à court terme*. Cette évaluation doit s'appuyer sur une ou des études utilisant les modèles indiqués à l'exigence E2, documenter les hypothèses et présenter un résumé des résultats de l'analyse en régime permanent.  
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- 4.1.** La ou les études doivent porter notamment sur les conditions suivantes :
    - 4.1.1.** la *charge en pointe* du réseau pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme* ; et
    - 4.1.2.** la *charge hors pointe* du réseau pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme*.
  - 4.2.** La ou les études doivent être basées sur la PGM de référence décrite à l'annexe 1 et déterminer si le *réseau* répond aux critères de comportement du tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent.
  - 4.3.** L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence doit être transmise : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence, selon la date la plus tardive.
    - 4.3.1.** Si un destinataire de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence présente des commentaires écrits sur ces résultats, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.
- M4.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence conformément à tous les critères de l'exigence E4. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E4. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E4.

- E5.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit fournir l'information de flux de CGI nécessaire pour l'étude d'impact thermique de référence sur les transformateurs prescrite à l'exigence E6 à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. L'information de flux de CGI doit comprendre :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*
- 5.1.** la valeur de CGI efficace maximale selon l'orientation du champ géoélectrique la plus défavorable pour la PGM de référence décrite à l'annexe 1. Cette valeur doit être fournie à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification ;
  - 5.2.** la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), calculée d'après la PGM de référence décrite à l'annexe 1, après en avoir reçu la demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. La série CGI(t) doit être fournie dans les 90 jours civils suivant la réception de la demande écrite, et après détermination de la valeur de CGI efficace maximale indiquée à l'alinéa 5.1.
- M5.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni les valeurs de CGI efficace maximale aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* qui possèdent chaque transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification, conformément à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni la série temporelle CGI(t) en réponse à toute demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification.
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit réaliser une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase. Cette étude d'impact thermique de référence doit :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*
- 6.1.** être basée sur l'information de flux de CGI efficace établie selon l'exigence E5 ;
  - 6.2.** documenter les hypothèses adoptées dans l'analyse ;
  - 6.3.** décrire les actions suggérées, ainsi que l'analyse sous-jacente, visant à atténuer l'impact des CGI, le cas échéant ; et
  - 6.4.** être réalisée et transmise aux entités responsables, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, dans un délai de 24 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.

- M6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour tous les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase ; il doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'il a transmis son étude d'impact thermique aux entités responsables conformément à l'exigence E6.
- E7.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, qui conclut – à la suite de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence réalisée selon l'exigence E4 – que son *réseau* ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent doit établir un *plan d'actions correctives* précisant comment les critères de comportement seront respectés. Ce *plan d'actions correctives* doit :
- [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- 7.1.** présenter la liste des lacunes du *réseau* et des actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*. Exemples de telles actions :
- l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'*installations de transport* ou de production et de tout équipement connexe ;
  - l'installation, la modification ou le retrait de *systèmes de protection* ou d'*automatismes de réseau* ;
  - l'adoption de *procédures d'exploitation*, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du *plan d'actions correctives* ;
  - le recours à la *gestion de la demande*, à de nouvelles technologies ou à d'autres initiatives ;
- 7.2.** être établi dans un délai de un an suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence ;
- 7.3.** comporter un calendrier, sujet à révision par l'entité responsable selon l'alinéa 7.4, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1. Ce calendrier doit :
- 7.3.1.** spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ; et
- 7.3.2.** spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ;
- 7.4.** être révisé dans toute situation indépendante de la volonté de l'entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, qui empêche la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* conformément au calendrier établi à l'alinéa 7.3. Le *plan d'actions correctives* révisé doit être mis à jour au moins une fois tous les 12 mois civils jusqu'à sa mise en œuvre, et indiquer les informations suivantes :
- 7.4.1.** les circonstances ayant entraîné le retard dans la mise en œuvre complète ou partielle des actions adoptées à l'alinéa 7.1 ;



**Évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire**

- E8.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit effectuer, une fois tous les 60 mois civils, une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire sur l'*horizon de planification du transport à court terme*. Cette évaluation doit s'appuyer sur une ou des études utilisant les modèles indiqués à l'exigence E2, documenter les hypothèses et présenter un résumé des résultats de l'analyse en régime permanent.  
*[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]*
- 8.1.** La ou les études doivent porter notamment sur les conditions suivantes :
- 8.1.1.** la *charge en pointe* du réseau pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme* ; et
  - 8.1.2.** la *charge hors pointe* du réseau pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme*.
- 8.2.** La ou les études doivent être basées sur la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1 et déterminer si le *réseau* répond aux critères de comportement du tableau 1 pour la PGM supplémentaire de planification en régime permanent.
- 8.3.** Si l'analyse conclut que la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1 provoque des *déclenchements en cascade*, une évaluation des moyens possibles de réduire la probabilité de tels événements ou d'en atténuer les conséquences et les impacts indésirables doit être réalisée.
- 8.4.** L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire doit être transmise : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, selon la date la plus tardive.
- 8.4.1.** Si un destinataire des résultats de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire présente des commentaires écrits sur ces résultats, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

- M8.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire conformément à tous les critères de l'exigence E8. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E8. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E8.
- E9.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit fournir l'information de flux de CGI nécessaire pour l'étude d'impact thermique supplémentaire sur les transformateurs prescrite à l'exigence E10 à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. L'information de flux de CGI doit comprendre :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*
- 9.1.** la valeur de CGI efficace maximale selon l'orientation du champ géoélectrique la plus défavorable pour la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1. Cette valeur doit être fournie à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification ;
- 9.2.** la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), calculée d'après la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1, après en avoir reçu la demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. La série CGI(t) doit être fournie dans les 90 jours civils suivant la réception de la demande écrite, et après détermination de la valeur de CGI efficace maximale indiquée à l'alinéa 9.1.

- M9.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni les valeurs de CGI efficace maximale aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* qui possèdent chaque transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni la série temporelle CGI(t) en réponse à toute demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification.
- E10.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase. Cette étude d'impact thermique supplémentaire doit :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*
- 10.1.** être basée sur l'information de flux de CGI efficace établie selon l'exigence E9 ;
  - 10.2.** documenter les hypothèses adoptées dans l'analyse ;
  - 10.3.** décrire les actions suggérées, ainsi que l'analyse sous-jacente, visant à atténuer l'impact des CGI, le cas échéant ; et
  - 10.4.** être réalisée et transmise aux entités responsables, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, dans un délai de 24 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.
- M10.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour tous les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase ; il doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'il a transmis son étude d'impact thermique supplémentaire aux entités responsables conformément à l'exigence E10.

#### **Processus d'obtention des données de mesure de PGM**

- E11.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données de surveillance des CGI à partir d'au moins un appareil de surveillance situé dans la zone du *coordonnateur de la planification* ou dans une autre partie du réseau incluse dans le modèle CGI de réseau du *coordonnateur de la planification*.
- [Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]*

- M11.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) qui attestent l'emplacement de son ou ses appareils de surveillance des CGI et qui documentent son processus d'obtention des données de surveillance des CGI selon l'exigence E11.
- E12.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son *coordonnateur de la planification*.  
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]
- M12.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) qui attestent son processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E12.

## **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, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires dans leurs territoires respectifs.

#### **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 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 les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

- Pour les exigences E1, E2, E3, E5, E6, E9 et E10, chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pendant cinq ans.
- Pour les exigences E4 et E8, chaque entité responsable doit conserver la documentation des *évaluations de vulnérabilité aux PGM* courante et précédente.
- Pour l'exigence E7, chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pendant cinq ans ou jusqu'à ce que toutes les actions prévues dans le *plan d'actions correctives* aient été exécutées, selon la durée la plus longue.
- Pour les exigences E11 et E12, chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pendant trois ans.

**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 et d'application des normes » 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.

Tableau 1 – PGM à des fins de planification pour les analyses en régime permanent

**Régime permanent**

- a. Il ne doit pas y avoir d'effondrement de la tension, de *déclenchements en cascade*, ni d'îlotage non contrôlé.
- b. Une perte de production résultant de la PGM de planification pour les analyses en régime permanent est acceptable.
- c. Les réglages de *réseau* planifiés, comme les changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables en deçà du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'une installation*.

Catégorie	Situation initiale	Événement	Recours autorisé à une interruption du <i>service de transport ferme</i>	Recours autorisé à une perte de <i>charges</i>
<b>PGM de référence</b> – Perturbation géomagnétique entraînant des indisponibilités	1. Le <i>réseau</i> est configuré d'après l'information sur la météo spatiale <sup>1</sup> , puis 2. la PGM se produit <sup>2</sup>	Appareils de compensation de <i>puissance réactive</i> et autres <i>installations de transport</i> mis hors circuit par le fonctionnement normal ou le <i>fonctionnement incorrect</i> d'un <i>système de protection</i> sous l'effet d'harmoniques pendant la PGM	Oui <sup>3</sup>	Oui <sup>3</sup>
<b>PGM supplémentaire</b> – Perturbation géomagnétique entraînant des indisponibilités	1. Le <i>réseau</i> est configuré d'après l'information sur la météo spatiale <sup>1</sup> , puis 2. la PGM se produit <sup>2</sup>	Appareils de compensation de <i>puissance réactive</i> et autres <i>installations de transport</i> mis hors circuit par le fonctionnement normal ou le <i>fonctionnement incorrect</i> d'un <i>système de protection</i> sous l'effet d'harmoniques pendant la PGM	Oui	Oui

Tableau 1 – Notes sur le comportement en régime permanent

1. L'état du *réseau* pour la planification des PGM peut comprendre des réglages du *réseau* exécutables en réponse à l'information sur la météo spatiale.
2. Les conditions pour les PGM de planification de référence et supplémentaire sont décrites à l'annexe 1.
3. La perte de *charges* par suite d'un délestage de *charge* manuel ou automatique (par exemple un DST) ou une réduction du *service de transport ferme* sont admissibles pour assurer le respect des critères de comportement du *BES* pendant les conditions de PGM étudiées. La probabilité et l'ampleur de la perte de *charges* ou de la réduction du *service de transport ferme* doivent être réduites au minimum.

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

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	S. O.	S. O.	S. O.	Le coordonnateur de la planification, en collaboration avec son ou ses planificateurs de réseau de transport, n'a pas établi les responsabilités individuelles et communes du coordonnateur de la planification et du ou des planificateurs de réseau de transport dans la zone du coordonnateur de la planification relativement à la tenue à jour des modèles, à la réalisation des études nécessaires pour les évaluations de vulnérabilité aux PGM de référence et supplémentaire, et à la mise en œuvre d'un ou de plusieurs processus pour l'obtention des données de mesure de PGM spécifiées dans la présente norme.
E2	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas rempli son obligation de tenue à jour soit pour les modèles de réseau, soit pour les modèles CGI de réseau applicables à sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les évaluations de vulnérabilité aux PGM de référence et supplémentaire.	L'entité responsable n'a pas rempli son obligation de tenue à jour ni pour les modèles de réseau, ni pour les modèles CGI de réseau applicables à sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les évaluations de vulnérabilité aux PGM de référence et supplémentaire.

E3	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas établi de critères de comportement en tension acceptable en régime permanent de son <i>réseau</i> pendant les PGM décrites à l'annexe 1, selon les besoins.
E4	L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence, mais dans un délai de plus de 60 mois civils et d'au plus 64 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence.	L' <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence effectuée par l'entité responsable enfreint une des prescriptions des alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4.  OU L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence, mais dans un délai de plus de 64 mois civils et d'au plus 68 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence.	L' <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence effectuée par l'entité responsable enfreint deux des prescriptions des alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4.  OU L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence, mais dans un délai de plus de 68 mois civils et d'au plus 72 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence.	L' <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence effectuée par l'entité responsable enfreint trois des prescriptions des alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4.  OU L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence, mais dans un délai de plus de 72 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence.  OU L'entité responsable n'a effectué aucune <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence.

<p><b>E5</b></p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 110 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas fourni la valeur de CGI efficace maximale à chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> et <i>propriétaire d'installation de production</i> qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du <i>BES</i> dans la zone de planification.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite.</p>
<p><b>E6</b></p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour 5 % ou moins des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour un d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour plus de 5 % et au plus 10 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour deux d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour plus de 10 % et au plus 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour plus de 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour plus de trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au</p>

	efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 24 mois civils et d'au plus 26 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.	moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 26 mois civils et d'au plus 28 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.  OU L'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.	moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 28 mois civils et d'au plus 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.  OU L'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.	moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.  OU L'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.
<b>E7</b>	Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.	Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.	Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.	Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis au moins quatre des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.  OU L'entité responsable n'a pas établi de <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E7.

<p><b>E8</b></p>	<p>L'évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint une des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.4 de l'exigence E8.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire, mais dans un délai de plus de 60 mois civils et d'au plus 64 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p>	<p>L'évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint deux des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.4 de l'exigence E8.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire, mais dans un délai de plus de 64 mois civils et d'au plus 68 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p>	<p>L'évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint trois des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.4 de l'exigence E8.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire, mais dans un délai de plus de 68 mois civils et d'au plus 72 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p>	<p>L'évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint quatre des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.4 de l'exigence E8.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire, mais dans un délai de plus de 72 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas effectué d'<i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p>
<p><b>E9</b></p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 110 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas fourni la valeur de CGI efficace maximale à chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> et <i>propriétaire d'installation de production</i> qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du BES dans la zone de planification.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite.</p>

<p><b>E10</b></p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour 5 % ou moins des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour un d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 24 mois civils et d'au plus 26 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour plus de 5 % et au plus 10 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour deux d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 26 mois civils et d'au plus 28 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 10.1 à 10.3 de l'exigence E10.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour plus de 10 % et au plus 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 28 mois civils et d'au plus 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 10.1 à 10.3 de l'exigence E10.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour plus de 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour plus de trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 10.1 à 10.3 de l'exigence E10.</p>
-------------------	---	--	--	---

E11	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un processus d'obtention des données de surveillance des CGI à partir d'au moins un appareil de surveillance situé dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> ou dans une autre partie du réseau incluse dans le modèle CGI de <i>réseau</i> du <i>coordonnateur de la planification</i> .
E12	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son <i>coordonnateur de la planification</i> .

## D. Différences régionales

### D.A. Différence régionale pour les territoires canadiens

Cette différence régionale s'applique aux territoires canadiens dans lesquels son application a été approuvée par l'organisme gouvernemental pertinent, ou dans lesquels elle est entrée en vigueur de toute autre façon.

Tous les renvois à « l'annexe 1 » dans la présente norme sont alors remplacés par « l'annexe 1 ou 1-CAN ».

En outre, l'alinéa 7.3 de l'exigence E7 est alors remplacé par le texte suivant :

**D.A.7.3.** comporter un calendrier, sujet à révision par l'entité responsable selon l'alinéa 7.4, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1. Ce calendrier doit :

**D.A.7.3.1** spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive ; et

**D.A.7.3.2.** spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive.

## E. Documents connexes

Annexe 1

Annexe 1-CAN

### **Historique des versions**

<b>Version</b>	<b>Date</b>	<b>Intervention</b>	<b>Suivi des modifications</b>
1	17 décembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
2	9 novembre 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Mise en œuvre de prescriptions de l'Ordonnance 830 de la FERC
2	25 novembre 2018	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme TPL-007-2, dossier RM18-8-000	
3	7 février 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Différence régionale pour le Canada

## Annexe 1

### Calcul des champs géoélectriques pour la PGM de référence et la PGM supplémentaire

La perturbation géomagnétique (PGM) de référence<sup>1</sup> définit les valeurs du champ géoélectrique qui servent à calculer les flux de CGI nécessaires pour une *évaluation de vulnérabilité aux PGM*.

L'information sur la PGM de référence comprend les éléments suivants : 1) une amplitude du champ géoélectrique maximal de référence de 8 V/km, obtenue à partir de l'analyse statistique de données magnétométriques historiques ; 2) des facteurs de transposition qui tiennent compte de la latitude géomagnétique locale ; 3) des facteurs de transposition qui tiennent compte de la conductivité locale du sol ; et 4) une série temporelle ou un tracé du champ géomagnétique de référence afin de faciliter l'analyse dans le domaine temporel de l'impact des PGM sur l'équipement.

La PGM supplémentaire est constituée d'éléments semblables à ceux décrits ci-dessus, à certaines différences près : 1) l'amplitude du champ géoélectrique maximal de référence est de 12 V/km dans une zone localisée ; et 2) la série temporelle ou le tracé du champ géomagnétique comprend un ajustement local<sup>2</sup>.

La valeur d'amplitude du champ géoélectrique maximal régional utilisée dans l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM*,  $E_{max}$ , est calculable à partir de la valeur du champ géoélectrique de référence de 8 V/km pour la PGM de référence (équation 1) ou de 12 V/km pour la PGM supplémentaire (équation 2) au moyen des relations suivantes :

$$E_{max} = 8 \times \alpha \times \beta_r (V/km) \quad (1)$$

$$E_{max} = 12 \times \alpha \times \beta_s (V/km) \quad (2)$$

où  $\alpha$  représente le facteur de transposition de la latitude géomagnétique locale, et  $\beta$  représente un facteur de transposition qui tient compte du profil de conductivité local du sol. Les indices  $r$  et  $s$  du facteur de transposition  $\beta$  renvoient au PGM de référence et au PGM supplémentaire, respectivement.

#### Transposition des valeurs du champ géomagnétique

La PGM de référence et la PGM supplémentaire sont définies pour la latitude géomagnétique de 60° ; une transposition est nécessaire pour tenir compte des différences régionales selon la latitude géomagnétique. Le tableau 2 présente les facteurs de transposition qui établissent la corrélation entre le champ géoélectrique maximal et la latitude géomagnétique. Le facteur de transposition  $\alpha$  se calcule aussi au moyen de l'équation empirique suivante :

$$\alpha = 0,001 \cdot e^{(0,115 L)} \quad (3)$$

où  $L$  représente la latitude géomagnétique en degrés,  $\alpha$  étant compris entre 0,1 et 1.

- 
1. La description de la PGM de référence (mai 2016) est consultable à la page Web qui présente les documents connexes à la norme TPL-007-1 : [http://www.nerc.com/pa/Stand/TPL0071RD/Benchmark\\_clean\\_May12\\_complete.pdf](http://www.nerc.com/pa/Stand/TPL0071RD/Benchmark_clean_May12_complete.pdf).
  2. L'amplitude de l'ajustement local est de l'ordre de 100 km dans l'axe nord-sud (latitude), mais est plus grande dans l'axe est-ouest (longitude). L'ajustement local du champ géomagnétique s'applique sur une période de 2 à 5 minutes. Pour de plus amples détails, consulter la description de la PGM supplémentaire (octobre 2017) à la page Web du projet 2013-03 sur l'atténuation des PGM : <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

Dans le cas d'une vaste zone de planification qui recouperait plusieurs des facteurs de transposition du tableau 2, on adoptera pour l'évaluation de vulnérabilité aux PGM un champ géoélectrique maximal :

- calculé au moyen de la valeur  $\alpha$  la plus prudente (la plus élevée) ; ou
- calculé en supposant un champ géomagnétique non uniforme, ou uniforme par morceaux.

<b>Tableau 2 – Facteurs de transposition du champ géomagnétique pour la PGM de référence et la PGM supplémentaire</b>	
<b>Latitude géomagnétique (degrés)</b>	<b>Facteur de transposition (<math>\alpha</math>)</b>
≤ 40	0,10
45	0,2
50	0,3
54	0,5
56	0,6
57	0,7
58	0,8
59	0,9
≥ 60	1,0

### **Transposition des valeurs du champ géoélectrique**

La PGM de référence est définie d'après le modèle géologique de référence pour le Québec, décrit au tableau 4. On peut déterminer le champ géoélectrique maximal,  $E_{\max}$ , utilisé dans une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* :

- soit en calculant le champ géoélectrique pour la conductivité du sol de la zone de planification et la série temporelle du champ géomagnétique de référence transposée selon la latitude géomagnétique, au moyen d'une procédure comme la méthode de l'onde plane décrite dans la publication *GIC Application Guide* du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques<sup>3</sup> ;
- soit au moyen du facteur de transposition de la conductivité du sol  $\beta$  du tableau 3 qui renvoie aux cartes de conductivité du sol des figures 1 et 2. De même que le facteur de transposition  $\alpha$  de l'équation (3) ou du tableau 2, on applique le facteur  $\beta$  au champ géoélectrique de référence au moyen de l'équation (1) ou (2), selon le cas, afin d'obtenir l'amplitude du champ géoélectrique maximal régional  $E_{\max}$  à utiliser dans les *évaluations de vulnérabilité aux PGM*. En l'absence de modèle de conductivité du sol, l'entité de planification utilisera le facteur  $\beta$  le plus élevé des régions physiographiques adjacentes, ou une valeur justifiée techniquement.

Les modèles géologiques qui ont permis de calculer les valeurs du tableau 3 pour les États-Unis ont été obtenus à partir d'informations publiques publiées sur le site Web de l'U.S. Geological Survey (USGS)<sup>4</sup>. Les modèles qui ont permis de calculer les valeurs du tableau 3 pour le Canada ont été obtenus de

---

3. Accessible à partir de la page Web du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques : [http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-\(GMDTF\)-2013.aspx](http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-(GMDTF)-2013.aspx).

4. Consultable à l'adresse <http://geomag.usgs.gov/conductivity/>.

## TPL-007-3 – Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique

---

Ressources naturelles Canada (RNC) et présentent des profils moyens couvrant de grandes régions. Le planificateur peut aussi utiliser un ou des modèles géologiques particuliers (justification documentée à l'appui) et la série temporelle du champ géomagnétique de référence pour calculer le ou les facteurs  $\beta$  comme suit :

$$\beta_r = E/8 \text{ pour la PGM de référence} \quad (4)$$

$$\beta_s = E/12 \text{ pour la PGM supplémentaire} \quad (5)$$

où  $E$  représente la valeur absolue du champ géoélectrique maximal en V/km, obtenue à partir du modèle géologique justifié techniquement et de la série temporelle du champ géomagnétique de référence.

Dans le cas d'une grande zone de planification qui recoupe plusieurs facteurs de transposition  $\beta$ , on peut utiliser la valeur la plus prudente (la plus élevée) de  $\beta$  pour déterminer le champ géoélectrique maximal afin d'obtenir des résultats prudents. Ou encore, le planificateur pourrait faire l'analyse au moyen d'un champ géoélectrique non uniforme ou uniforme par morceaux.

### Application du champ géoélectrique maximal localisé à la PGM supplémentaire

Le champ géoélectrique maximal de la PGM supplémentaire est présent dans une zone localisée<sup>5</sup>. Le planificateur dispose d'une certaine latitude pour déterminer comment appliquer le champ géoélectrique maximal localisé aux fins des calculs de CGI pour la zone de planification. Quelques exemples :

- Appliquer le champ géoélectrique maximal (12 V/km, transposé à la zone de planification) à l'ensemble de la zone de planification.
- Appliquer un champ géoélectrique maximal (12 V/km, transposé à la zone de planification) limité spatialement (par exemple, 100 km en latitude et 500 km en longitude) à une partie du réseau, et appliquer la PGM de référence au reste du réseau.
- Autres méthodes d'adaptation de l'analyse de la PGM de référence en fonction de l'ajustement du champ géoélectrique localisé de la PGM supplémentaire.

---

5. Voir le document de présentation technique de la PGM supplémentaire à la page Web du projet 2013-03 sur l'atténuation des PGM : <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

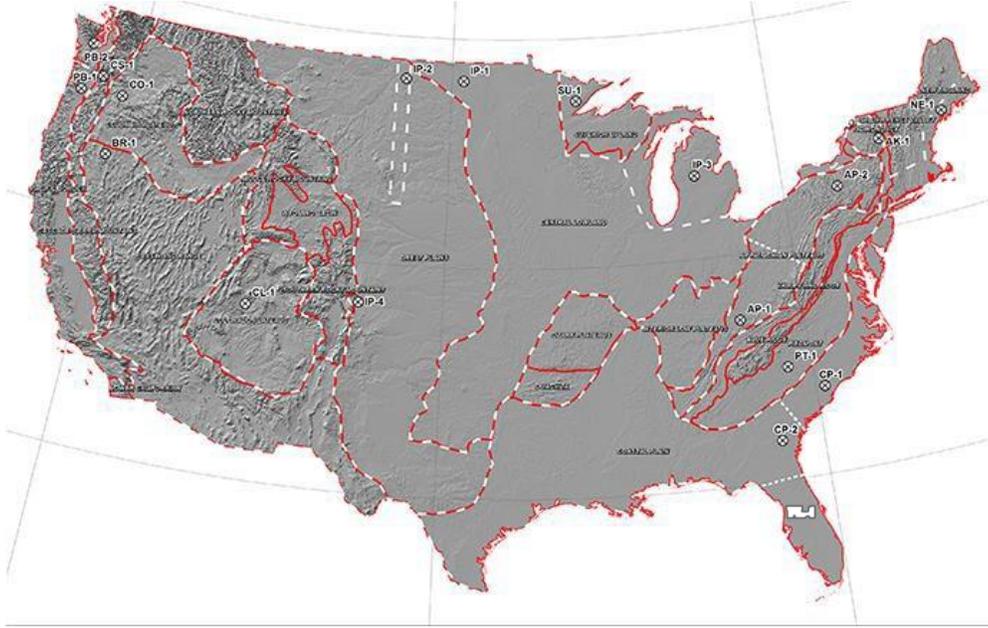


Figure 1 : Régions physiographiques de la partie continentale des États-Unis<sup>6</sup>



Figure 2 : Régions physiographiques du Canada

6. Une carte plus détaillée est consultable sur le site Web de l'U.S. Geological Survey (<http://geomag.usgs.gov/>).

Tableau 3 – Facteurs de transposition du champ géoélectrique		
Modèle géologique	Facteur de transposition de la PGM de référence ( $\beta_r$ )	Facteur de transposition de la PGM supplémentaire ( $\beta_s$ )
AK1A	0,56	0,51
AK1B	0,56	0,51
AP1	0,33	0,30
AP2	0,82	0,78
BR1	0,22	0,22
CL1	0,76	0,73
CO1	0,27	0,25
CP1	0,81	0,77
CP2	0,95	0,86
FL1	0,76	0,73
CS1	0,41	0,37
IP1	0,94	0,90
IP2	0,28	0,25
IP3	0,93	0,90
IP4	0,41	0,35
NE1	0,81	0,77
PB1	0,62	0,55
PB2	0,46	0,39
PT1	1,17	1,19
SL1	0,53	0,49
SU1	0,93	0,90
BOU	0,28	0,24
FBK	0,56	0,56
PRU	0,21	0,22
C.-B.	0,67	0,62
PRAIRIES	0,96	0,88
BOUCLIER	1,0	1,0
ATLANTIQUE	0,79	0,76

**Justification :** Les facteurs de transposition du tableau 3 dépendent du spectre fréquentiel de l'orage géomagnétique de référence. C'est pourquoi la PGM de référence et la PGM supplémentaire peuvent avoir des facteurs de transposition différents pour un modèle géologique donné.

Le facteur de transposition associé à la PGM de référence pour le modèle géologique de la Floride (FL1) a été mis à jour d'après le modèle géologique publié sur le site Web public de l'U.S. Geological Survey.

Tableau 4 – Modèle géologique de référence (Québec)	
Couche (épaisseur en km)	Résistivité ( $\Omega \cdot m$ )
15	20 000
10	200
125	1 000
200	100
$\infty$	3

### Série temporelle ou tracé de champ géomagnétique de référence pour la PGM de référence<sup>7</sup>

Les mesures du champ géomagnétique de la PGM des 13 et 14 mars 1989, enregistrées par l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa de RNCAN, ont produit le tracé du champ géomagnétique de référence à utiliser pour le calcul de la série temporelle de CGI, appelée série CGI(t), requise pour l'étude d'impact thermique sur les transformateurs.

La latitude géomagnétique de l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa est de 55° ; on a donc transposé l'amplitude des données de mesure du champ géomagnétique en fonction de la latitude géomagnétique de 60° de référence (voir la figure 3) de manière que l'amplitude du champ géoélectrique maximal calculée au moyen du modèle géologique de référence soit de 8 V/km (voir les figures 4 et 5). La fréquence d'échantillonnage adoptée pour le tracé du champ géomagnétique est de 10 secondes<sup>8</sup>. S'il faut utiliser cette série temporelle du champ géoélectrique avec un modèle géologique différent, il conviendra d'appliquer le facteur de transposition de la conductivité de la PGM de référence  $\beta_r$  approprié.

- 
7. Voir le document de présentation technique de la PGM de référence pour plus de détails sur l'établissement du tracé du champ géomagnétique de référence : <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TPL0071RI.aspx>.
  8. Le fichier de données du tracé du champ géomagnétique de référence est disponible sur la page Web d'informations connexes à la norme TPL-007-1 : <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TPL0071RI.aspx>.

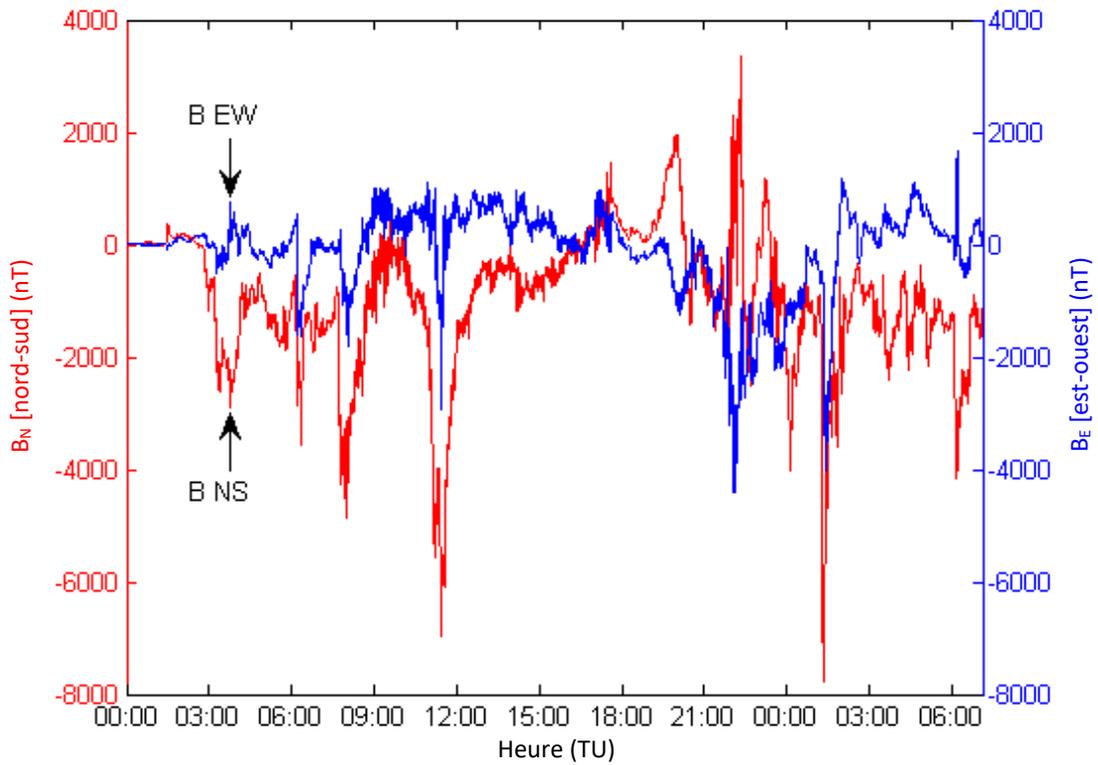


Figure 3 : Tracé du champ géomagnétique pour la PGM de référence  
En rouge  $B_N$  (vers le nord), en bleu  $B_E$  (vers l'est)

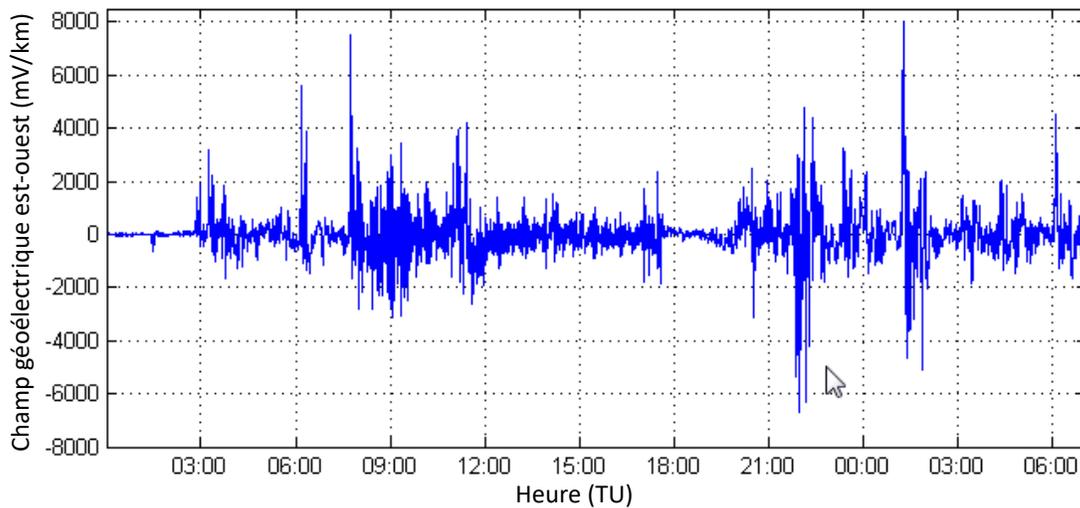


Figure 4 : Tracé du champ géoélectrique pour la PGM de référence  
 $E_E$  (vers l'est)

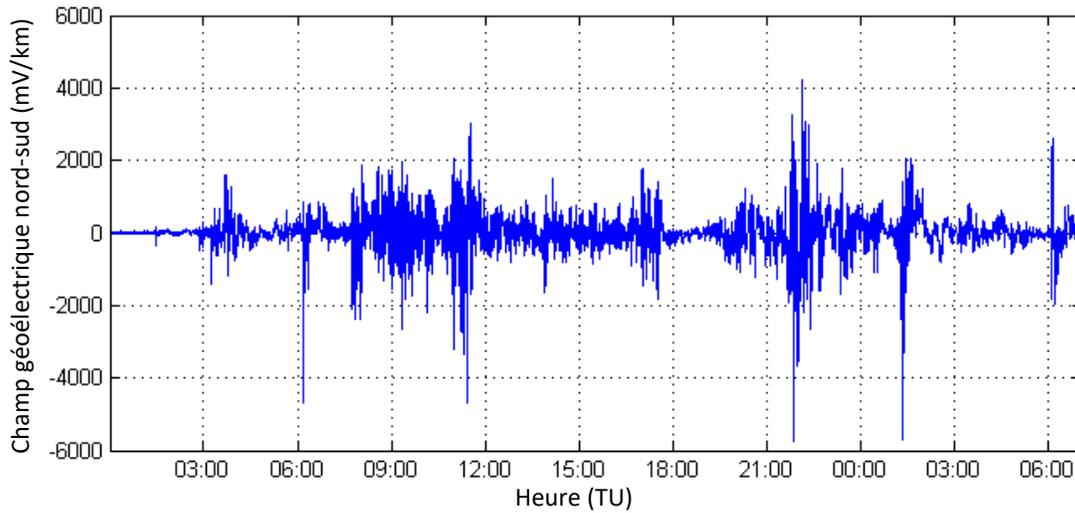


Figure 5 : Tracé du champ géoélectrique pour la PGM de référence  
 $E_N$  (vers le nord)

### Série temporelle ou tracé du champ géomagnétique de référence pour la PGM supplémentaire<sup>9</sup>

Les mesures du champ géomagnétique de la PGM des 13 et 14 mars 1989, enregistrées par l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa de RNCAN, ont produit le tracé du champ géomagnétique de référence à utiliser pour le calcul de la série temporelle de CGI, appelée série CGI(t), requise pour l'étude d'impact thermique sur les transformateurs. Le tracé utilisé pour la PGM supplémentaire diffère de celui utilisé pour la PGM de référence en ce qu'il nécessite un ajustement local.

La latitude géomagnétique de l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa est de 55° ; on a donc transposé l'amplitude des données de mesure du champ géomagnétique en fonction de la latitude géomagnétique de 60° de référence (voir la figure 6) de manière que l'amplitude du champ géoélectrique maximal calculée au moyen du modèle géologique de référence soit de 12 V/km (voir la figure 7). La fréquence d'échantillonnage adoptée pour le tracé du champ géomagnétique est de 10 secondes<sup>10</sup>. S'il faut utiliser cette série temporelle du champ géoélectrique avec un modèle géologique différent, il conviendra d'appliquer le facteur de transposition de la conductivité de la PGM supplémentaire  $\beta_s$  approprié.

---

9. Voir le document de présentation technique de la PGM supplémentaire pour plus de détails sur l'établissement du tracé du champ géomagnétique de référence : <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

10. Le fichier de données du tracé du champ géomagnétique de référence est disponible sur la page Web du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques : [http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-\(GMDTF\)-2013.aspx](http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-(GMDTF)-2013.aspx).

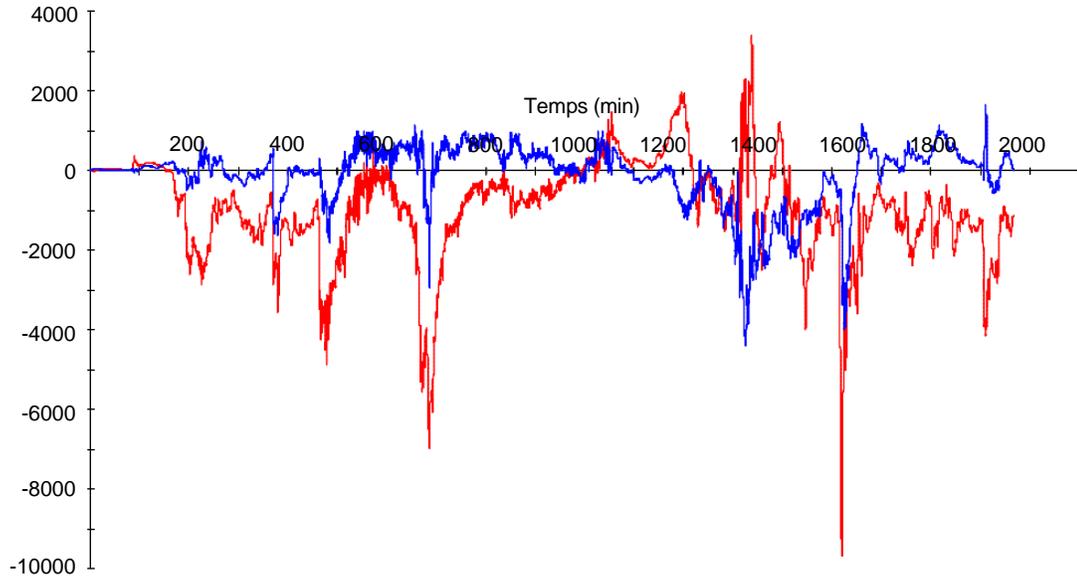


Figure 6 : Tracé du champ géomagnétique de la PGM supplémentaire  
En rouge  $B_N$  (vers le nord), en bleu  $B_E$  (vers l'est)

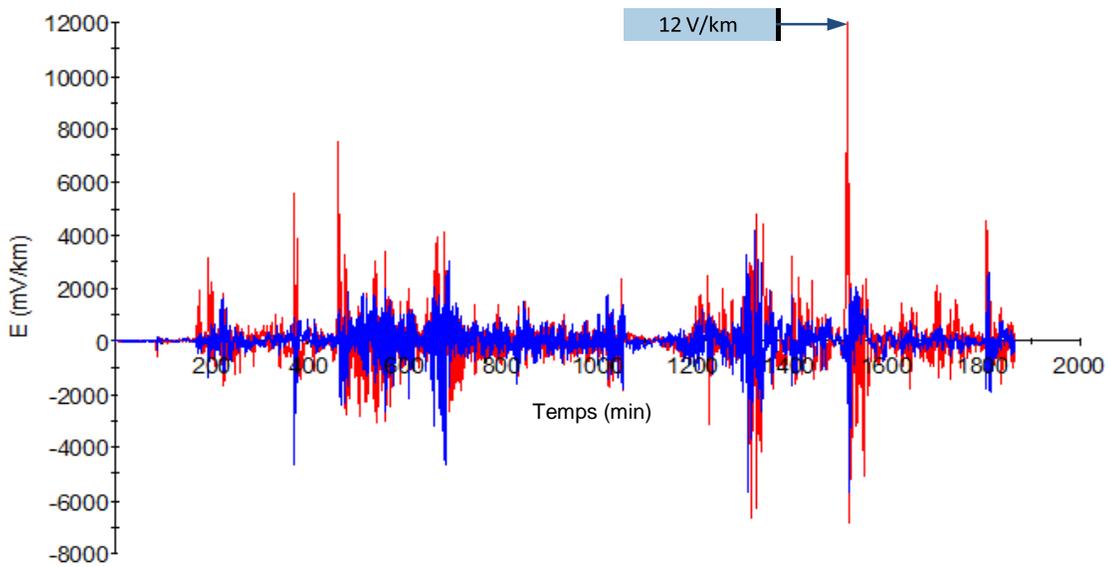


Figure 7 : Tracé du champ géoélectrique de la PGM supplémentaire  
En bleu  $E_N$  (vers le nord), en rouge  $E_E$  (vers l'est)

## Annexe 1-CAN

L'annexe 1-CAN présente une méthodologie que les entités canadiennes peuvent substituer à celle de l'annexe 1 pour établir les PGM de référence ou supplémentaire à utiliser dans les *évaluations de vulnérabilité aux PGM*.

Une entité canadienne peut utiliser la méthodologie de l'annexe 1-CAN si elle détient des informations spécifiques à sa région qui justifient techniquement la redéfinition d'un ou de plusieurs événements de planification de PGM d'occurrence centenaire dans sa zone de planification.

### Information pertinente à la méthodologie de substitution

Une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* nécessite l'emploi de modèles géophysiques et d'ingénierie. Des données spécifiques au Canada sont disponibles et de plus en plus abondantes, et les recherches en cours permettent une caractérisation plus exacte des paramètres régionaux utilisés dans ces modèles. Ces données spécifiques au Canada – notamment des mesures du champ géomagnétique, de conductivité du sol et de courants géomagnétiquement induits (CGI) – peuvent être utilisées aux fins de modélisation et de validation des simulations.

L'information utilisée pour calculer les champs géoélectriques pour la PGM de référence et la PGM supplémentaire doit être documentée clairement et être justifiée techniquement. Par exemple, les facteurs en jeu dans le calcul des champs géoélectriques sont les variations du champ géomagnétique et une ou des fonctions de transfert de la Terre<sup>[1]</sup>. L'information justifiée techniquement utilisée dans la modélisation des variations du champ géomagnétique peut comprendre des documents techniques produits par des entités gouvernementales comme Ressources naturelles Canada, des articles techniques publiés dans des revues scientifiques avec comité de lecture et des ensembles de données constitués selon des principes scientifiques éprouvés. Une fonction de transfert de la Terre peut être établie à partir de mesures magnétotelluriques ou de modèles de conductivité du sol.

Les hypothèses de modélisation doivent aussi être documentées clairement et justifiées techniquement. Une entité peut effectuer une analyse de sensibilité afin de déterminer comment les hypothèses influent sur les résultats.

On peut utiliser un modèle simplifié pour effectuer une ou des *évaluations de vulnérabilité aux PGM*, pourvu que ce modèle soit plus prudent qu'un modèle plus détaillé.

Lors de l'interprétation des résultats d'évaluation, l'entité doit prendre en considération le degré de maturité de la modélisation, des outils et des techniques utilisés.

### Événements de planification des PGM

L'événement de planification d'occurrence centenaire doit être basé sur des données spécifiques à la région et sur des analyses statistiques justifiables techniquement (par exemple, selon la théorie de la valeur extrême) et doit être appliqué aux *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.

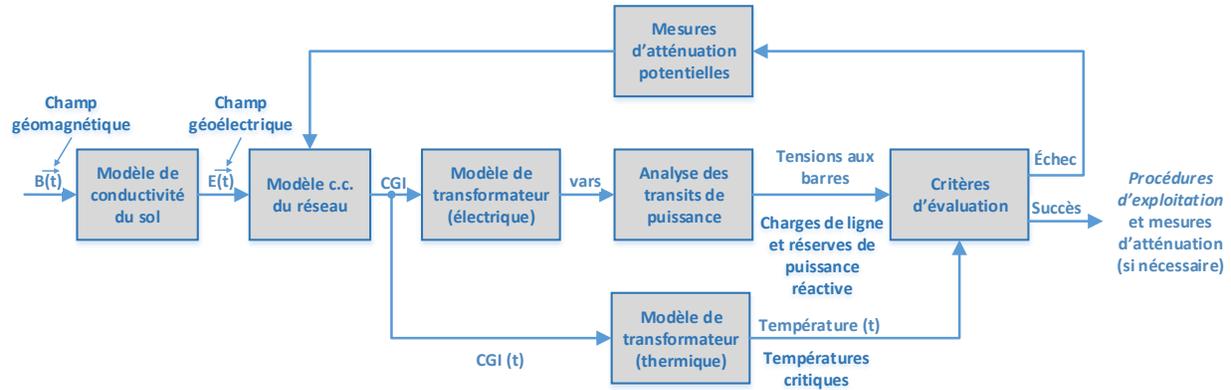
Pour les *évaluations de vulnérabilité à la PGM* de référence, l'entité doit prendre en considération la structure spatiale à grande échelle de la PGM. Pour les *évaluations de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, l'entité doit prendre en considération la structure spatiale à petite échelle de la PGM (par exemple, selon des mesures par magnétomètre ou des calculs d'électrojet réalistes).

---

<sup>[1]</sup> La « fonction de transfert de la Terre » exprime la relation entre les variations de champ électrique et de champ magnétique à la surface de la Terre.

## Éclaircissements et commentaires techniques

Le schéma ci-dessous représente le processus d'évaluation de vulnérabilité aux perturbations géomagnétiques (PGM) :



Les exigences de la présente norme couvrent divers aspects du processus d'évaluation de vulnérabilité aux PGM.

### PGM de référence (annexe 1)

La PGM de référence définit les valeurs du champ géoélectrique qui servent à calculer les flux de CGI nécessaires pour une évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence. La publication *Benchmark Geomagnetic Disturbance Event Description*<sup>11</sup> (mai 2016) présente la description de la PGM de référence, son analyse et des exemples de calculs.

### PGM supplémentaire (annexe 1)

La PGM supplémentaire définit les valeurs du champ géoélectrique qui servent à calculer les flux de CGI nécessaires pour une évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire. La publication *Supplemental Geomagnetic Disturbance Event Description*<sup>12</sup> (octobre 2017) présente la description de la PGM supplémentaire et son analyse.

### Exigence E2

Une évaluation de vulnérabilité aux PGM nécessite un modèle CGI de réseau (représentation c.c. du réseau) pour le calcul des flux de CGI. Dans une évaluation de vulnérabilité aux PGM, les simulations de CGI servent à déterminer l'absorption de puissance réactive par les transformateurs et la réponse thermique de ceux-ci. Des indications détaillées sur la création d'un modèle CGI de réseau sont présentées dans le guide du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques, *Application Guide for Computing Geomagnetically-Induced Current in the Bulk Power System*<sup>13</sup> (décembre 2013).

Les câbles souterrains sous conduit présentent une situation de modélisation spéciale : le conduit en acier qui enferme les conducteurs de puissance réduit grandement le champ géoélectrique induit dans les conducteurs eux-mêmes, alors que ceux-ci offrent par ailleurs un trajet pour les CGI. Pour les câbles

11. <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TPL0071RI.aspx>.

12. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

13. [http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GIC%20Application%20Guide%202013\\_approved.pdf](http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GIC%20Application%20Guide%202013_approved.pdf).

à diélectrique solide qui ne sont pas sous conduit en acier, le champ géoélectrique induit ne sera aucunement réduit. L'entité de planification devra tenir compte de situations de modélisation spéciales dans le modèle CGI de réseau, le cas échéant.

### Exigence E4

La publication *Geomagnetic Disturbance Planning Guide*<sup>14</sup> (décembre 2013) rédigée par le groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques présente une information technique sur les considérations propres aux PGM pour les études de planification.

### Exigence E5

L'étude d'impact thermique de référence sur les transformateurs prescrite à l'exigence E6 est réalisée à partir de l'information sur les CGI pour la PGM de référence. Cette information sur les CGI est déterminée par l'entité de planification par simulation au moyen du modèle CGI de *réseau*, et doit être transmise à l'entité responsable de la réalisation de l'étude d'impact thermique. L'information sur les CGI doit être fournie conformément à l'exigence E5 chaque fois que l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* est effectuée puisque, par définition, cette évaluation comprend une analyse documentée de la vulnérabilité à des endommagements d'équipement localisés découlant d'une PGM.

La valeur de CGI efficace maximale exigée à l'alinéa 5.1 est nécessaire pour l'étude d'impact thermique de référence. Seuls les transformateurs dont la valeur de CGI efficace est d'au moins 75 A par phase sont soumis à l'évaluation de l'exigence E6.

La série CGI(t) fournie conformément à l'alinéa 5.2 sert à convertir les flux de CGI en régime permanent afin de produire une série temporelle de CGI pour l'étude d'impact thermique de référence sur les transformateurs. Cette information peut être nécessaire pour une ou plusieurs des méthodes d'étude d'impact thermique de référence. On trouvera de plus amples renseignements à la section suivante ainsi que dans la publication *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper*<sup>15</sup> (octobre 2017).

Des modélisations thermiques ont permis d'établir que la valeur de CGI maximale de 75 A par phase représente un seuil prudent au-dessous duquel le risque de dépasser les températures limites établies par les organismes techniques est faible.

### Exigence E6

L'étude d'impact thermique de référence d'un transformateur de puissance peut être basée sur les courbes de comportement sous CGI fournies par le fabricant, sur une simulation de réponse thermique, sur une sélection selon l'impact thermique ou sur d'autres moyens justifiés techniquement. Différentes manières de procéder à l'évaluation sont présentées dans la publication *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper – ERO Enterprise-Endorsed Implementation Guidance*<sup>16</sup> pour cette exigence. Cette publication, entérinée par l'organisme de fiabilité électrique (ERO), est consultable sur la page Web des lignes directrices sur la conformité de la NERC<sup>17</sup>.

Les transformateurs sont exemptés de l'étude d'impact thermique de référence si leur valeur de CGI efficace est inférieure à 75 A par phase, d'après une analyse CGI du *réseau*. La justification de ce critère est présentée dans la publication *Screening Criterion for Transformer Thermal Impact Assessment White*

---

14. [http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide\\_approved.pdf](http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide_approved.pdf).

15. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

16. [http://www.nerc.com/pa/comp/guidance/EROEndorsedImplementationGuidance/TPL-007-1\\_Transformer\\_Thermal\\_Impact\\_Assessment\\_White\\_Paper.pdf](http://www.nerc.com/pa/comp/guidance/EROEndorsedImplementationGuidance/TPL-007-1_Transformer_Thermal_Impact_Assessment_White_Paper.pdf).

17. <http://www.nerc.com/pa/comp/guidance/Pages/default.aspx>.

*Paper*<sup>18</sup> (octobre 2017). Une spécification de conception documentée dépassant cette valeur constitue aussi un critère de seuil justifiable pour exempter un transformateur de l'exigence E6.

Les critères de seuil de référence et l'impact thermique correspondant sur les transformateurs doivent être évalués d'après le CGI efficace. Se reporter aux livres blancs pour de plus amples renseignements.

### Exigence E7

Les considérations techniques concernant la planification des mesures d'atténuation des effets des PGM, y compris les stratégies d'exploitation et d'équipements, sont exposées au chapitre 5 de la publication *Geomagnetic Disturbance Planning Guide*<sup>19</sup> (décembre 2013). On trouvera des renseignements plus détaillés dans la publication *2012 Special Reliability Assessment Interim Report: Effects of Geomagnetic Disturbances on the Bulk-Power System*<sup>20</sup> (février 2012).

### Exigence E8

La publication *Geomagnetic Disturbance Planning Guide*<sup>21</sup> (décembre 2013) rédigée par le groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques présente une information technique sur les considérations propres aux PGM pour les études de planification.

Le processus d'évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire est semblable au processus d'évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence décrit à l'exigence E4.

### Exigence E9

L'étude d'impact thermique supplémentaire sur les transformateurs prescrite à l'exigence E10 est réalisée à partir de l'information sur les CGI pour la PGM supplémentaire. Cette information sur les CGI est déterminée par l'entité de planification par simulation au moyen du modèle CGI de *réseau*, et doit être transmise à l'entité responsable de la réalisation de l'étude d'impact thermique. L'information sur les CGI doit être fournie conformément à l'exigence E9 chaque fois que l'évaluation de vulnérabilité aux PGM est effectuée puisque, par définition, cette évaluation comprend une analyse documentée de la vulnérabilité à des endommagements d'équipement localisés découlant d'une PGM.

La valeur de CGI efficace maximale exigée à l'alinéa 9.1 est nécessaire pour l'étude d'impact thermique supplémentaire. Seuls les transformateurs dont la valeur de CGI efficace est d'au moins 85 A par phase sont soumis à l'évaluation de l'exigence E10.

La série CGI(t) fournie conformément à l'alinéa 9.2 sert à convertir les flux de CGI en régime permanent afin de produire une série temporelle de CGI pour l'étude d'impact thermique supplémentaire sur les transformateurs. Cette information peut être nécessaire pour une ou plusieurs des méthodes d'étude d'impact thermique supplémentaire. On trouvera de plus amples renseignements à la section suivante.

Des modélisations thermiques ont permis d'établir que la valeur de CGI maximale de 85 A par phase représente un seuil prudent au-dessous duquel le risque de dépasser les températures limites établies par les organismes techniques est faible.

---

18. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

19. [http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide\\_approved.pdf](http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide_approved.pdf).

20. <http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2012GMD.pdf>.

21. [http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide\\_approved.pdf](http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide_approved.pdf).

### Exigence E10

L'étude d'impact thermique supplémentaire d'un transformateur de puissance peut être basée sur les courbes de comportement sous CGI fournies par le fabricant, sur une simulation de réponse thermique, sur une sélection selon l'impact thermique ou sur d'autres moyens justifiés techniquement. Différentes manières de procéder à l'évaluation sont présentées dans la publication *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper – ERO Enterprise-Endorsed Implementation Guidance*<sup>22</sup>, comme il est indiqué précédemment à la section Exigence E6. Une mise à jour<sup>23</sup> de cette publication (octobre 2017) présente des compléments d'information relatifs à la PGM supplémentaire et à l'étude d'impact thermique supplémentaire.

Les transformateurs sont exemptés de l'étude d'impact thermique supplémentaire si leur valeur de CGI efficace est inférieure à 85 A par phase, d'après une analyse CGI du réseau. La justification de ce critère est présentée dans la publication *Screening Criterion for Transformer Thermal Impact Assessment White Paper*<sup>24</sup> (octobre 2017). Une spécification de conception documentée dépassant cette valeur constitue aussi un critère de seuil justifiable pour exempter un transformateur de l'exigence E10.

Les critères de seuil supplémentaire et l'impact thermique correspondant sur les transformateurs doivent être évalués d'après le CGI efficace. Se reporter aux livres blancs pour de plus amples renseignements.

### Exigence E11

Les considérations techniques relatives à la surveillance des CGI sont présentées au chapitre 6 de la publication *2012 Special Reliability Assessment Interim Report: Effects of Geomagnetic Disturbances on the Bulk-Power System*<sup>25</sup> (février 2012). La surveillance des CGI se fait généralement au moyen de transducteurs à effet Hall fixés au neutre d'un transformateur à enroulement en étoile avec neutre mis à la terre. Les données des appareils de surveillance des CGI sont utiles pour la validation des modèles et améliorent la visibilité situationnelle.

Les entités responsables doivent tenir compte des paramètres suivants dans l'élaboration de leur processus d'obtention des données de surveillance des CGI :

- **Emplacement des appareils de surveillance.** Le processus d'une entité peut être contraint par l'emplacement des appareils de surveillance des CGI existants. Par ailleurs, lorsqu'on prévoit des installations de surveillance supplémentaires, il faut considérer que les données provenant d'appareils situés dans des secteurs où des études de réseau montrent que les CGI sont élevés peuvent fournir une information d'autant plus utile pour la validation des modèles et la visibilité situationnelle. À l'inverse, les données provenant d'appareils de surveillance situés à proximité d'infrastructures de transport à courant continu (lignes de métro, trains légers, etc.) peuvent être d'une fiabilité douteuse.
- **Caractéristiques des appareils de surveillance.** Les performances des transducteurs à effet Hall – existants et futurs – doivent être prises en compte dans le processus. Lorsqu'on prévoit de nouvelles installations de surveillance des CGI, il faut s'assurer que la plage de mesure des appareils (par

---

22. [http://www.nerc.com/pa/comp/guidance/EROEndorsedImplementationGuidance/TPL-007-1\\_Transformer\\_Thermal\\_Impact\\_Assessment\\_White\\_Paper.pdf](http://www.nerc.com/pa/comp/guidance/EROEndorsedImplementationGuidance/TPL-007-1_Transformer_Thermal_Impact_Assessment_White_Paper.pdf).

23. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

24. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

25. <http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2012GMD.pdf>.

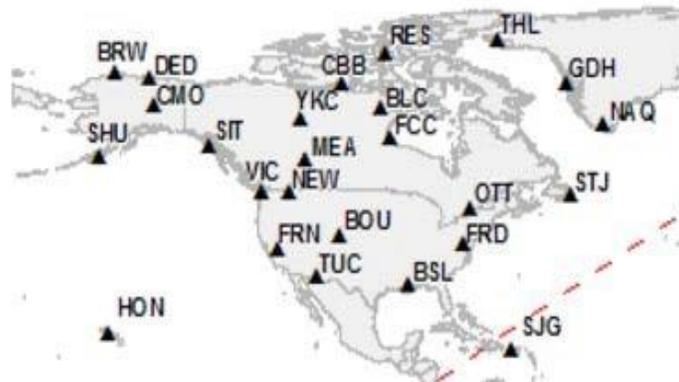
exemple, de -500 A à +500 A) est appropriée et que leur température nominale ambiante convient aux températures de la région où l'installation est prévue.

- **Intervalle d'échantillonnage.** Le processus de l'entité peut être contraint par les performances des appareils de surveillance des CGI existants. Cependant, dans la mesure du possible, spécifier un intervalle d'échantillonnage de 10 secondes ou moins pendant les périodes d'intérêt.
- **Périodes de collecte.** Il convient de spécifier pendant quelles périodes l'entité souhaite recueillir des données CGI. Par exemple, la collecte pourrait être requise lorsque l'indice Kp ou encore les valeurs de CGI dépassent un certain seuil. Il convient aussi de spécifier à partir de quel moment la collecte doit cesser, afin de maintenir une certaine uniformité dans la collecte de données.
- **Format des données.** Spécifier le format de l'horodatage et des valeurs mesurées. Par exemple, la référence de temps peut être l'heure de Greenwich (GMT) et suivre le format AAAA/MM/JJ HH:MM:SS, et la valeur de CGI peut être exprimée en ampères. Les signes positif (+) et négatif (-) indiquent le sens du flux de CGI ; une indication positive signifie que le courant circule à partir de la terre vers le neutre du transformateur. Les champs temporels devraient indiquer l'heure d'échantillonnage plutôt que l'heure réseau ou SCADA dans la mesure où le système de surveillance des CGI le permet.
- **Conservation des données.** Le processus de l'entité devrait spécifier la durée de conservation des données, par exemple un an. Les données doivent être conservées pendant une période suffisante, compte tenu des besoins du processus de validation des modèles de l'entité, ainsi que des exigences de déclaration externe le cas échéant.
- **Autres informations.** Le processus de l'entité devrait spécifier la collecte d'autres informations afin de permettre une interprétation optimale des données : par exemple l'emplacement des appareils de surveillance et le type de raccordement du neutre (circuit triphasé ou monophasé, etc.).

### Exigence E12

Un magnétomètre est un appareil qui mesure les variations du champ magnétique terrestre. Les entités doivent utiliser les données du magnétomètre accessible le plus proche. Les sources de données magnétométriques sont notamment :

- les observatoires comme ceux de l'U.S. Geological Survey et de Ressources naturelles Canada (emplacements indiqués à la figure ci-dessous<sup>26</sup>) ;



26. <http://www.intermagnet.org/index-eng.php>.

- les organismes de recherche ou les universités ;
- les entités disposant de magnétomètres déjà installés.

Les entités qui optent pour l'installation de magnétomètres devraient s'inspirer des caractéristiques d'équipement et des protocoles de format de données indiqués dans la plus récente version de la publication *INTERMAGNET Technical Reference Manual, version 4.6, 2012*<sup>27</sup>.

---

27. [http://www.intermagnet.org/publications/intermag\\_4-6.pdf](http://www.intermagnet.org/publications/intermag_4-6.pdf).

## Justification des exigences

Pendant l'élaboration de la norme TPL-007-1, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation de la norme TPL-007-1 par le Conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après. Pendant l'élaboration de la norme TPL-007-2, l'équipe de rédaction a apporté des retouches aux sections ci-après, dans le seul but d'apporter des clarifications ; ces changements sont présentés entre crochets.

### Justification de l'applicabilité

Les transformateurs de mesure et les transformateurs de service auxiliaire n'ont pas d'impact appréciable sur les courants géomagnétiquement induits (CGI) ; c'est pourquoi ces transformateurs ne sont pas mentionnés dans la section Applicabilité de la norme.

La tension aux bornes correspond à la tension phase-phase.

### Justification de l'exigence E1

Dans certaines zones, les entités de planification peuvent estimer que la manière la plus efficace d'effectuer une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* est de passer par un organisme de planification régional. Aucune exigence de la norme ne vise à interdire une démarche collaborative dans laquelle les rôles et responsabilités seraient établis par un organisme de planification constitué d'un ou de plusieurs *coordonnateurs de la planification*.

### Justification de l'exigence E2

Une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* nécessite un modèle CGI de *réseau* pour le calcul des flux de CGI, ce qui permet de déterminer l'absorption de *puissance réactive* par les transformateurs et la réponse thermique des transformateurs. Des indications sur la création d'un modèle CGI de *réseau* sont présentées dans la publication *Application Guide – Computing Geomagnetically-Induced Current in the Bulk-Power System*<sup>28</sup> (décembre 2013) rédigée par le groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques.

Le modèle de *réseau* indiqué à l'exigence E2 sert à effectuer une analyse des transits de puissance en régime permanent qui tient compte de l'absorption de *puissance réactive* par les transformateurs de puissance en raison des CGI dans le *réseau*.

Le modèle CGI de *réseau* comprend tous les transformateurs de puissance dont le côté haute tension présente un enroulement en étoile avec neutre mis à la terre et dont la tension aux bornes est supérieure à 200 kV. Ce modèle sert à calculer les flux de CGI dans le *réseau*.

L'état du *réseau* projeté pour la planification des PGM peut comprendre des réglages du *réseau* qui sont exécutables en réponse à l'information sur la météo spatiale. Ces réglages pourraient comprendre, par exemple, l'annulation ou le report de retraits pour maintenance.

Le facteur de risque de non-conformité (VRF) pour l'exigence E2 est passé de moyen à élevé. Ce changement vise la cohérence avec le VRF de l'exigence E1 de la norme TPL-001-4 approuvée, dont la révision est proposée dans le document déposé auprès de la NERC le 29 août 2014 (dossier RM12-1-000). Les directives de la NERC exigent la cohérence entre les normes de fiabilité.

---

28. [http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/CIG%20Application%20Guide%202013\\_approved.pdf](http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/CIG%20Application%20Guide%202013_approved.pdf).

### Justification de l'exigence E3

L'exigence E3 donne à l'entité responsable la latitude de déterminer les critères de tension en régime permanent du *réseau* pour les conditions en régime permanent du tableau 1. Les limites de tension en régime permanent sont un exemple de critères de comportement en régime permanent du *réseau*.

### Justification de l'exigence E4

L'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* comprend l'analyse des transits de puissance en régime permanent ainsi que la ou les études à l'appui qui utilisent les modèles prescrits à l'exigence E2 pour rendre compte des effets des CGI. Les critères de comportement sont prescrits au tableau 1.

L'analyse doit considérer au moins une *charge en pointe* et au moins une *charge hors pointe* du *réseau*.

La diffusion des résultats de l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* offre un moyen de partager l'information pertinente avec les autres entités responsables de la planification de la fiabilité. Les résultats des études de CGI peuvent toucher les réseaux voisins et doivent être pris en compte par les planificateurs.

La publication *Geomagnetic Disturbance Planning Guide*<sup>29</sup> (décembre 2013) rédigée par le groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques présente une information technique sur les considérations propres aux PGM pour les études de planification. La transmission d'informations selon l'alinéa 4.3 de l'exigence E4 est soumise aux obligations légales et réglementaires en matière de divulgation d'information confidentielle ou sensible.

### Justification de l'exigence E5

Cette information sur les CGI est nécessaire pour déterminer l'impact thermique des CGI sur les transformateurs dans la zone de planification et doit être transmise aux entités chargées de réaliser l'étude d'impact thermique afin que celles-ci puissent effectuer l'évaluation avec exactitude. L'information sur les CGI doit être transmise conformément à l'exigence E5 dans le cadre du processus d'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* puisque, par définition, l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* comprend une évaluation documentée de la susceptibilité à des dommages localisés à des équipements en raison de PGM.

La valeur de CGI efficace maximale exigée à l'alinéa 5.1 est nécessaire pour l'étude d'impact thermique sur les transformateurs.

La série CGI(t) fournie conformément à l'alinéa 5.2 peut aussi servir à convertir les flux de CGI en régime permanent afin de produire une série temporelle de CGI pour l'étude d'impact thermique sur les transformateurs. Cette information peut être nécessaire pour une ou plusieurs des méthodes d'étude d'impact thermique. On trouvera de plus amples indications dans la publication *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper*<sup>30</sup> (octobre 2017).

Un *propriétaire d'installation de transport* ou un *propriétaire d'installation de production* qui désire une série CGI(t) peut en faire la demande à l'entité de planification. Celle-ci doit fournir la série CGI(t) demandée une fois les CGI calculés, mais au plus tard 90 jours civils après en avoir reçu la demande du propriétaire et après avoir exécuté l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.

---

29. [http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide\\_approved.pdf](http://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD%20Planning%20Guide_approved.pdf).

30. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

La transmission d'informations selon l'exigence E5 est soumise aux obligations légales et réglementaires en matière de divulgation d'information confidentielle ou sensible.

### Justification de l'exigence E6

Le critère d'exemption de l'étude d'impact thermique sur les transformateurs, auparavant de 15 A par phase, a été révisé à 75 A par phase [pour la PGM de référence]. Seuls les transformateurs qui ont une valeur de CGI efficace d'au moins 75 A par phase doivent être évalués selon l'exigence E6. La justification est présentée dans la publication *Screening Criterion for Transformer Thermal Impact Assessment White Paper*<sup>31</sup> (octobre 2017).

L'étude d'impact thermique peut être basée sur les courbes de comportement sous CGI fournies par le fabricant, sur une simulation de réponse thermique, sur une sélection selon l'impact thermique ou sur d'autres moyens justifiés techniquement. L'évaluation thermique des transformateurs sera répétée ou réexaminée d'après les résultats de l'évaluation précédente chaque fois que l'entité de planification effectuera une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* et fournira l'information sur les CGI conformément à l'exigence E5. Différentes manières de procéder à l'évaluation sont présentées dans la publication *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper*<sup>32</sup> (octobre 2017).

Les études d'impact thermique sont transmises à l'entité de planification, conformément à l'exigence E1, de sorte que les lacunes constatées puissent être intégrées à l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* (exigence E4) et au *plan d'actions correctives* (exigence E7), le cas échéant.

Les études d'impact thermique de transformateurs hors *BES* ne sont pas nécessaires puisque ces transformateurs n'ont pas d'influence dans une zone étendue sur la fiabilité du réseau de *transport* interconnecté.

La transmission d'informations selon l'alinéa 6.4 de l'exigence E6 est soumise aux obligations légales et réglementaires en matière de divulgation d'information confidentielle ou sensible.

### Justification de l'exigence E7

L'exigence proposée met en œuvre la prescription de l'Ordonnance 830 qui demande de spécifier un délai pour l'établissement du *plan d'actions correctives* découlant d'une *évaluation de vulnérabilité aux PGM*. Dans son Ordonnance 830, la FERC demande de modifier la norme TPL-007 de manière à stipuler que le *plan d'actions correctives* doit être établi dans un délai de un an suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* (paragraphe 101). En outre, la FERC demande de prescrire les délais de mise en œuvre suivants pour le *plan d'actions correctives* (paragraphe 102) :

- deux ans pour les correctifs non matériels ; et
- quatre ans pour les correctifs matériels.

L'objectif de l'alinéa 7.4 est d'informer les entités potentiellement touchées lorsque la mise en œuvre des correctifs projetés n'est pas réalisable dans les délais établis à l'alinéa 7.3. Exemples non limitatifs de situations indépendantes de la volonté de l'entité responsable (voir l'alinéa 7.4) :

- retard résultant de processus réglementaires, comme la délivrance de permis ;
- retard résultant de processus de consultation des parties concernées requis par une convention tarifaire ;

---

31. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

32. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

- retard résultant de délais de livraison d'équipement ; ou
- retard résultant de l'incapacité d'acquiescer une emprise.

### Justification du tableau 3

Le tableau 3 a été révisé de manière à adopter la désignation de modèle géologique FL1 adoptée par l'USGS. Le facteur de transposition pour FL1 est de 0,74. [Le facteur de transposition associé à la PGM de référence pour le modèle géologique de la Floride (FL1) a été mis à jour (valeur de 0,76) dans la norme TPL-007-2 d'après le modèle géologique publié sur le site Web public de l'USGS.]

### Justification des exigences E8 à E10

Les exigences proposées mettent en œuvre la prescription de l'Ordonnance 830 qui demande de réviser la définition de la PGM de référence utilisée dans les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* (paragraphe 44 et paragraphes 47 à 49). Ces exigences ajoutent une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* supplémentaire qui tient compte de champs géoélectriques maximaux localisés.

### Justification des exigences E11 et E12

Les exigences proposées mettent en œuvre la prescription de l'Ordonnance 830 en obligeant les entités responsables à obtenir des données de surveillance des CGI et des données magnétométriques permettant de valider les modèles et d'assurer une visibilité situationnelle adéquate (paragraphe 88 et paragraphes 90 à 92). Les données de mesure de PGM comprennent les données de surveillance des CGI et les données de champ géomagnétique des exigences E11 et E12, respectivement. La section Éclaircissements et commentaires techniques de la présente norme contient des précisions techniques à ce sujet.

L'objectif de l'exigence E11 est que les entités obtiennent des données sur les CGI pour la zone du *coordonnateur de la planification* ou une autre partie du réseau incluse dans le modèle CGI de *réseau du coordonnateur de la planification* afin d'alimenter les *évaluations de vulnérabilité aux PGM*. Les considérations techniques relatives à la surveillance des CGI sont présentées au chapitre 9 de la publication *2012 Special Reliability Assessment Interim Report: Effects of Geomagnetic Disturbances on the Bulk-Power System* (Rapport provisoire spécial 2012 sur l'évaluation de la fiabilité : effets des perturbations géomagnétiques sur le réseau électrique interconnecté), aussi appelée *NERC 2012 GMD Report*. La surveillance des CGI se fait généralement au moyen de transducteurs à effet Hall fixés au neutre d'un transformateur et mesurant le courant continu qui circule dans le neutre.

L'objectif de l'exigence E12 est que les entités obtiennent des données du champ géomagnétique pour la zone du *coordonnateur de la planification* afin d'alimenter les *évaluations de vulnérabilité aux PGM*.

Les magnétomètres produisent des données de champ géomagnétique en mesurant les variations du champ magnétique terrestre. Les sources de données du champ géomagnétique sont notamment :

- les observatoires comme ceux de l'U.S. Geological Survey, de Ressources naturelles Canada, des organismes de recherche ou des centres de recherche universitaires ;
- les magnétomètres déjà installés ; et
- les sources commerciales ou tierces de données du champ géomagnétique.

Les données du champ géomagnétique pour la zone d'un *coordonnateur de la planification* sont obtenues à partir d'une ou de plusieurs des sources de données susmentionnées situées à l'intérieur de la zone du *coordonnateur de la planification*. On peut aussi obtenir des données du champ géomagnétique produites pour la zone du *coordonnateur de la planification* par un organisme

gouvernemental ou de recherche, auquel cas il n'est pas exigé que ces données proviennent d'un magnétomètre ou d'un observatoire situé à l'intérieur de la zone du *coordonnateur de la planification*.

**Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme  
TPL-007-3 – Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation  
géomagnétique**

---

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

**A. Introduction**

1. **Titre :** Aucune disposition particulière
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière
3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**4.1. **Entités fonctionnelles**

Aucune disposition particulière

4.2. **Installations**

4.2.1 Aucune disposition particulière

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- |  |                            |
|--|----------------------------|
| 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie :                          | 17 février 2021            |
| 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie :                      | 17 février 2021            |
| 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée et de la présente annexe : | 1 <sup>er</sup> avril 2021 |

Certaines exigences sont mises en application aux dates indiquées dans le tableau suivant :

Exigence	Date de mise en application
E1	1 <sup>er</sup> juillet 2021
E2	1 <sup>er</sup> juillet 2022
E5 et E9	1 <sup>er</sup> avril 2023
E11 et E12	1 <sup>er</sup> octobre 2023
E6 et E10	1 <sup>er</sup> avril 2025
E3, E4, E7 et E8	1 <sup>er</sup> avril 2026

**B. Exigences et mesures**

Dans les exigences E5, E6, E9 et E10, ainsi que dans les mesures M5, M6, M9 et M10 remplacer « BES » par « RTP ».

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme  
TPL-007-3 – Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation  
géomagnétique

---

**C. Conformité**

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

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

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la norme de fiabilité visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

**1.2. Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

**1.3. Programme de surveillance de la conformité**

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la norme de fiabilité visée et avec la présente annexe.

**Tableau 1 – PGM à des fins de planification pour les analyses en régime permanent**

Remplacer « BES » par « RTP »

**Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)**

Pour les VSL des exigences E5, E6, E9 et E10 remplacer « BES » par « RTP »

**D. Différences régionales**

Aucune disposition particulière

**E. Documents connexes**

Aucune disposition particulière

## Annexe TPL-007-3-QC-1

### Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme TPL-007-3 – Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique

---

#### Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	17 février 2021	Nouvelle annexe	Nouvelle