

**NERC**

NORTH AMERICAN ELECTRIC  
RELIABILITY CORPORATION

# Préparation et exploitation en situation d'urgence

Justification technique de la  
norme de fiabilité EOP-011-2

Avril 2021

FIABILITÉ | RÉSILIENCE | SÉCURITÉ



3353 Peachtree Road NE  
Suite 600, North Tower  
Atlanta, GA 30326  
404-446-2560 | [www.nerc.com](http://www.nerc.com)

## Table des matières

---

Préface .....	iii
Introduction.....	iv
Exigences E7 et E8.....	1
Annexe 1 : Justification technique de la norme de fiabilité EOP-011-1 .....	3
Justifications.....	3

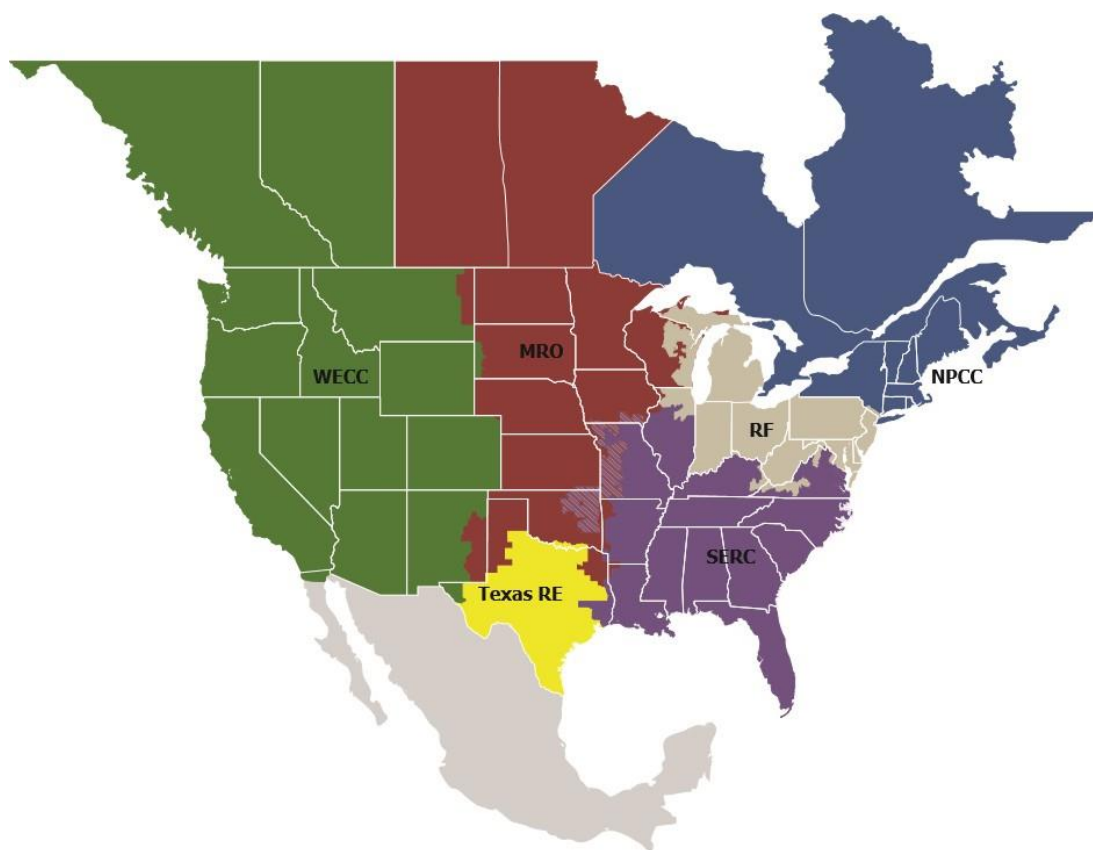
## Préface

L'électricité est un élément essentiel du tissu de nos sociétés modernes, et l'organisme de fiabilité électrique (ERO) a pour mission de renforcer ce tissu. L'ERO, qui regroupe la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et les six entités régionales, veille à maximiser la fiabilité et la sécurité du *système électrique interconnecté (BPS)* de l'Amérique du Nord. Nous travaillons en permanence à réduire de manière efficace et efficiente les risques pour la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.

Fiabilité | Résilience | Sécurité

*Parce que près de 400 millions de citoyens en Amérique du Nord comptent sur nous*

Le *système électrique interconnecté* de l'Amérique du Nord est divisé en six territoires d'entités régionales, comme le montrent la carte et le tableau ci-dessous. Les zones combinant deux couleurs indiquent des chevauchements, car certains *responsables de l'approvisionnement* sont actifs dans une région alors que les *propriétaires d'installation de transport* et les *exploitants de réseau de transport* associés sont actifs dans une autre région.



<b>MRO</b>	Midwest Reliability Organization
<b>NPCC</b>	Northeast Power Coordinating Council
<b>RF</b>	ReliabilityFirst Corporation
<b>SERC</b>	SERC Reliability Corporation
<b>Texas RE</b>	Texas Reliability Entity
<b>WECC</b>	Western Electricity Coordinating Council

## Introduction

---

Ce document expose la justification technique de la *norme de fiabilité* EOP-011-2 proposée. Il vise à guider les parties prenantes ainsi que l'ERO dans la compréhension des exigences de cette *norme de fiabilité* relatives aux conditions de temps froid. Il présente aussi des précisions sur les intentions de l'équipe de rédaction quant à ces exigences. Le présent document, *Justification technique de la norme de fiabilité EOP-011-2*, n'est pas une norme de fiabilité et son contenu ne doit donc pas être considéré comme obligatoire et exécutoire.

## Exigences E7 et E8

---

### Justification de l'exigence E7

Le rapport intitulé *The South Central United States Cold Weather Bulk Electric System Event of January 17, 2018* produit par la FERC et la NERC (le « Rapport ») recommande de modifier les normes de fiabilité afin de demander aux *propriétaires d'installation de production* de mettre en œuvre « des mesures d'hivérization pour les groupes de production afin de les préparer au [temps froid] ». Les plans et procédures des *propriétaires d'installation de production* doivent comprendre, notamment, des mesures nécessaires et appropriées de protection contre le gel, des activités périodiques d'entretien et d'inspection de ces mesures, des valeurs précises de température ambiante de conception ainsi que des limitations d'exploitation des groupes de production et leurs valeurs de fonctionnement prévues par temps froid.

Afin de répondre à ces recommandations du Rapport, l'équipe de rédaction (SDT) a créé l'exigence E7 qui demande à chaque *propriétaire d'installation de production* de mettre en œuvre et de tenir à jour un ou des plans de préparation aux conditions de temps froid pour ses groupes de production visés par la norme. La norme demande que les plans de préparation aux conditions de temps froid indiquent des limitations d'exploitation des groupes de production par temps froid ainsi que d'autres informations sur leur disponibilité et leur capacité, et comprennent une exigence d'inspection et d'entretien annuels des groupes de production.

En outre, l'exigence E7 demande à chaque *propriétaire d'installation de production* d'établir des données exactes qui doivent comprendre la température minimale de conception des groupes de production (capacité nominale) par temps froid. Si une telle information n'est pas disponible en raison de la situation du ou des groupes de production, le SDT a prévu deux options supplémentaires pour obtenir une valeur représentative de la température de conception : l'historique des températures minimales d'exploitation ou une analyse technique permettant de déterminer la température minimale de service actuelle par temps froid.

### Justification de l'exigence E8

Afin de répondre à la recommandation du Rapport de demander aux *exploitants d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de production* de « former leurs opérateurs aux particularités des conditions hivernales et des installations », le SDT a créé l'exigence E8. Celle-ci demande à chaque *exploitant d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de production* de donner une formation spécifique aux groupes de production à son personnel de maintenance et d'exploitation chargé de mettre en œuvre le ou les plans de préparation établis conformément à l'exigence E7. Le SDT spécifie que l'exigence E8 vise tant le *propriétaire d'installation de production* que l'*exploitant d'installation de production*, d'après les rôles et responsabilités établis dans le modèle fonctionnel, puisque ces deux entités peuvent avoir du personnel chargé de mettre en œuvre le ou les plans de préparation aux conditions de temps froid, personnel pour lequel une formation est requise.

Rappel des définitions des termes *exploitant d'installation de production* et *propriétaire d'installation de production* dans le glossaire de la NERC :

1. *Exploitant d'installation de production* : « Entité qui exploite des groupes de production et qui exerce les fonctions de fourniture d'énergie et de prestation des *services d'exploitation en réseaux interconnectés*<sup>1</sup>. »

---

1. Voir le *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (page 28 de 78) : <http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/Glossaire.html>.

2. *Propriétaire d'installation de production* : « Entité qui possède et entretient des groupes de production d'électricité<sup>2</sup>. »

---

2. Voir le *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (page 46 de 78) : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/Glossaire.html>.

# Annexe 1 : Justification technique de la norme de fiabilité EOP-011-1

---

## Éclaircissements et commentaires techniques

### Justifications

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

### Justification de l'exigence E1

L'équipe de rédaction des normes EOP a examiné la recommandation du groupe d'examen quinquennal (Five-Year Review Team ou FYRT) des normes EOP et la directive de la FERC demandant des éclaircissements sur les responsabilités des entités visées par la norme EOP-001-2.1b. L'équipe de rédaction a retiré l'annexe 1 de la norme EOP-001-2.1b et l'a incorporée à la présente norme à titre de complément aux exigences pertinentes. Une nouvelle exigence séparée demande à l'*exploitant de réseau de transport* d'établir un ou des *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*.

Cette exigence stipule un nombre indéterminé de *plans d'exploitation*.

La mention « notification à son *coordonnateur de la fiabilité*, précisant les conditions courantes et projetées, lorsqu'une *urgence* d'exploitation est constatée » reprend une exigence antérieure. Le *plan d'exploitation* doit préciser quand l'*exploitant de réseau de transport* doit aviser son *coordonnateur de la fiabilité*.

Pour satisfaire à la mesure associée à cette exigence, l'entité fournira normalement une ou des pièces justificatives attestant que l'examen du *plan d'exploitation* a été effectué ; elle devra aussi expliquer pourquoi tout chevauchement entre les délestages de *charge* manuels et automatiques est inévitable ou raisonnable.

La mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consiste à exécuter les diverses mesures qu'il contient.

Si certains alinéas de l'exigence E1 ne sont pas applicables, l'*exploitant de réseau de transport* doit inscrire la mention « sans objet » dans son *plan d'exploitation*. L'équipe de rédaction reconnaît que d'une région à l'autre, les *plans d'exploitation* peuvent ne pas comporter tous les éléments spécifiés dans l'exigence en raison de restrictions, d'autres méthodes de gestion des situations, ou encore de documents préexistants liés à des processus déjà en place. C'est pourquoi l'entité doit indiquer dans son *plan d'exploitation* quels éléments ne s'appliquent pas, et expliquer pourquoi.

En ce qui concerne les plans de délestage de *charge* automatique qui comprennent du délestage en sous-tension ainsi qu'en sous-fréquence, l'équipe de rédaction souhaite que les délestages de *charge* manuels et automatiques soient maintenus aussi distincts que possible, mais constate que parfois, à cause de la conception du réseau, un chevauchement est inévitable. L'alinéa 1.2.5 de l'exigence E1 cherche à réduire le plus possible le recours au délestage de *charge* manuel pour des cas déjà couverts par un délestage de *charge* automatique. Les systèmes de délestage de *charge* automatique jouent un rôle primordial pour prévenir les *déclenchements en cascade* et l'effondrement du *réseau*. Si une entité déleste manuellement une *charge* à laquelle s'applique un système automatique, l'efficacité de ce système s'en trouve amoindrie. Chaque entité doit

examiner ses plans de délestage de *charge* automatique et coordonner ses processus manuels de manière à éviter les chevauchements de délestage de *charge* dans la mesure du possible.

### Justification de l'exigence E2

Afin de donner suite à la recommandation du groupe d'examen quinquennal (FYRT) et à la directive de la FERC demandant des éclaircissements sur les responsabilités des entités visées par l'annexe 1 de la norme EOP-001-2.1b, l'équipe de rédaction a retiré l'annexe 1 de la norme EOP-001-2.1b et l'a incorporée à la présente norme à titre de complément aux exigences pertinentes. Une exigence séparée de la norme EOP-011-1 demande au *responsable de l'équilibrage* d'établir un ou des *plans d'exploitation* visant à remédier aux *défaillances en puissance et en énergie*.

Cette exigence stipule un nombre indéterminé de *plans d'exploitation*.

La mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consiste à exécuter les diverses mesures qu'il contient.

Si certains alinéas de l'exigence E2 ne sont pas applicables, le *responsable de l'équilibrage* doit inscrire la mention « sans objet » dans son *plan d'exploitation*. L'équipe de rédaction reconnaît que d'une région à l'autre, les *plans d'exploitation* peuvent ne pas comporter tous les éléments spécifiés dans l'exigence en raison de restrictions, d'autres méthodes de gestion des situations, ou encore de documents préexistants liés à des processus déjà en place. C'est pourquoi l'entité doit indiquer dans son *plan d'exploitation* quels éléments ne s'appliquent pas, et expliquer pourquoi.

L'équipe de rédaction a conservé la mention « plans de délestage de *charge* manuel contrôlé par l'opérateur », car elle figure dans la norme EOP-003-2 existante et concorde avec l'intention de l'équipe de rédaction.

En ce qui concerne les plans de délestage de *charge* automatique qui comprennent du délestage en sous-tension ainsi qu'en sous-fréquence, l'équipe de rédaction souhaite que les délestages de *charge* manuels et automatiques soient maintenus aussi distincts que possible, mais constate que parfois, à cause de la conception du réseau, un chevauchement est inévitable. L'alinéa 2.2.8 de l'exigence E2 cherche à réduire le plus possible le recours au délestage de *charge* manuel pour des cas déjà couverts par un délestage de *charge* automatique. Les systèmes de délestage de *charge* automatique jouent un rôle primordial pour prévenir les déclenchements en *cascade* et l'effondrement du *réseau*. Si une entité déleste manuellement une *charge* à laquelle s'applique un système automatique, l'efficacité de ce système s'en trouve amoindrie. Chaque entité doit examiner ses plans de délestage de *charge* automatique et coordonner ses processus manuels de manière à éviter les chevauchements de délestage de *charge* dans la mesure du possible.

L'équipe de rédaction a conservé l'exigence E8 de la norme EOP-002-3.1 et l'a intégrée aux alinéas de l'exigence E2.

### Justification de l'exigence E3

L'équipe de rédaction est d'accord avec les commentaires de l'industrie qui font valoir qu'il n'est pas nécessaire que le *coordonnateur de la fiabilité* approuve les plans des BA et des TOP. L'équipe de rédaction a donc retiré le mot « approuver » de cette exigence, mais celle-ci stipule quand même que le RC doit examiner les plans des entités, en recherchant spécifiquement les risques pour la fiabilité. Cette stipulation cadre avec le rôle du *coordonnateur de la fiabilité* dans le modèle fonctionnel de la NERC, et répond aussi à la directive de la FERC concernant la participation des RC aux *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences*.

### Justification de l'exigence E4



L'exigence E4 renforce la coordination des *plans d'exploitation* dans une *zone de fiabilité* afin de déceler et d'éliminer les risques pour la fiabilité dans une *zone étendue*. L'équipe de rédaction s'attend à ce que le *coordonnateur de la fiabilité* donne à l'*exploitant de réseau de transport* ou au *responsable de l'équilibrage* un délai raisonnable pour corriger son *plan d'exploitation* ; ce délai dépendra de l'importance et de l'urgence du changement demandé.

### Justification de l'exigence E5

L'équipe de rédaction a repris l'exigence existante de la norme EOP-002-3.1 pour le *responsable de l'équilibrage*, en y ajoutant la mention « dans les 30 minutes suivant la réception de cette notification » afin de communiquer l'importance d'agir rapidement, mais sans perdre de vue qu'en situation d'*urgence* il convient sans doute d'alléger le fardeau des notifications pour les *responsables de l'équilibrage* et les *exploitants de réseau de transport*. Cette limite de temps établit un critère précis pour mesurer la conformité du *coordonnateur de la fiabilité* à l'exigence de notification.

### Justification de l'introduction

Les *responsables de l'approvisionnement* ne sont plus mentionnés dans l'annexe 1, car ils ne remplissent pas de fonction de fiabilité en temps réel dans le contexte des alertes de *défaillance en énergie* (EEA).

L'exigence E9 de la norme EOP-002-3.1 visait à permettre à un *fournisseur de services de transport* de changer la priorité d'une demande de service, comme le permet sa convention de service de transport, en informant le *coordonnateur de la fiabilité* afin que le service ne soit pas réduit par un allègement de la charge de transport ; comme les normes d'étiquetage ne permettaient pas de modifier les profils, il s'agissait du seul moyen pour y parvenir. La situation a changé avec la norme *NAESB WEQ Electronic Tagging Functional Specification*, version 1.8.1.1, section 3.6.1.3 ; le *fournisseur de services de transport* a désormais la capacité de changer la priorité de *transport*, ce qui se répercute sur le *logiciel de calcul de la répartition des échanges* (IDC). Ce changement technologique permet de supprimer au complet l'exigence E9. L'exigence E9 répond au critère A du projet Paragraph 81, et il convient de la supprimer.

### Justification de (2) Notification

L'équipe de rédaction des normes EOP a supprimé le passage suivant : « Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aussi aviser de la situation tous les autres *coordonnateurs de la fiabilité* au moyen du *système d'information des coordonnateurs de la fiabilité* (RCIS). De plus, des conférences téléphoniques entre les *coordonnateurs de la fiabilité* devront avoir lieu si nécessaire pour faire le point sur les conditions du réseau. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit également aviser les autres *coordonnateurs de la fiabilité* lorsque l'alerte est levée. » L'équipe considère que ce passage fait double emploi avec l'exigence E1 de la norme IRO-014-3 proposée :

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit établir et mettre en œuvre des *procédures d'exploitation*, des *processus d'exploitation* ou des *plans d'exploitation* pour les activités qui nécessitent de soumettre des notifications ou de coordonner des actions pouvant avoir un impact sur les *zones de fiabilité* adjacentes, afin de préserver la fiabilité de l'*Interconnexion*. Ces *procédures d'exploitation*, *processus d'exploitation* ou *plans d'exploitation* doivent au minimum porter sur ce qui suit :

les communications et les notifications, ainsi que la marche à suivre pour faire ces notifications ;  
les déficits en énergie ou en puissance ;

le réglage de la tension, y compris la coordination des ressources réactives . Les échanges d'information, y compris sur les indisponibilités planifiées et imprévues, pour appuyer ses *analyses de planification opérationnelle* et ses *évaluations en temps réel* ;

le pouvoir d'intervenir pour prévenir les conditions de réseau susceptibles de nuire à d'autres *zones de fiabilité*, et pour remédier à ces situations ;

les dispositions en vue de conférences téléphoniques hebdomadaires.

### Justification de l'EEA de niveau 2

L'équipe de rédaction des normes EOP a modifié les « circonstances » pour l'EEA de niveau 2 afin d'indiquer qu'une entité est à ce niveau si elle a mis en œuvre un ou plusieurs de ses *plans d'exploitation* afin de remédier à des *urgences*, mais qu'elle est encore capable de maintenir sa *réserve pour contingence*.

### Justification de l'EEA de niveau 3

Cette explication a été ajoutée à la demande d'intervenants qui souhaitent que soit justifié le déplacement d'une insuffisance de *réserve pour contingence* vers l'EEA de niveau 3.

La description précédente de l'EEA de niveau 2 dans la norme EOP-002-3.1 utilisait le terme « *réserve d'exploitation* », qui est très inclusif et englobe toutes les réserves (y compris les *réserves pour contingence*). De nombreuses *réserves d'exploitation* sont utilisées en permanence, à chaque heure de chaque jour. Les exigences concernant les *réserves d'exploitation* globales sont plutôt nébuleuses, car elles ne répondent à aucune valeur minimale précise. Les *réserves pour contingence*, de leur côté, sont utilisées beaucoup moins souvent. Étant donné la confusion sur ce point, comme en témoignent les commentaires reçus, l'équipe de rédaction a pensé que le recours à l'expression « *réserve pour contingence minimale* » dissiperait en partie cette confusion. Il s'agit d'une approche différente, mais certes valide selon l'équipe de rédaction, et appuyée d'ailleurs par plusieurs commentateurs.

Un *responsable de l'équilibrage* qui doit entamer sa *réserve pour contingence* (laquelle est un sous-ensemble de ses *réserves d'exploitation*) n'a plus guère de marge. L'équipe de rédaction considère que le fait de ne plus pouvoir maintenir sa *réserve pour contingence* est une condition particulièrement sérieuse et que le *responsable de l'équilibrage* est alors très proche du délestage de *charge* (« imminent ou en cours »). Selon l'équipe de rédaction, une telle situation mérite un classement au niveau d'EEA le plus élevé.