
Projet QC-2016-02

Norme EOP-011-1 – Mesures d'urgence

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

L'objectif de la norme EOP-011-1 est de combattre les effets des *urgences* d'exploitation en veillant à ce que chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* établisse des *plans d'exploitation* afin de remédier aux urgences d'exploitation, et à assurer la coordination de ces plans à l'intérieur d'une *zone de fiabilité*.

La norme EOP-011-1 rationalise les exigences de mesures d'urgences pour le *système de production-transport d'électricité* (BES) dans une norme claire et concise. Elle consolide les exigences des normes EOP-001-2.1b, EOP-002-3.1 et EOP-003-2 déjà adoptée par la Régie de l'énergie et mise en vigueur le 1^{er} avril 2015, le 1^{er} janvier 2016 et le 1^{er} janvier 2017 respectivement. De plus, les révisions apportées dans la norme EOP-011-1 clarifient les exigences essentielles pour les mesures d'urgences, tout en assurant une bonne communication et la coordination entre les entités fonctionnelles.

2. PRÉREQUIS À LA MISE EN VIGUEUR

PRC-010-2. À noter, la date d'entrée en vigueur proposé pour PRC-010-2 est le 2 avril 2017.

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Les normes EOP-001-21.b, EOP-002-3.1 et EOP-003-2 doivent être retirées quand la norme EOP-011-1 entre en vigueur.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune.

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Défaillance en énergie		<p><u>Ancienne définition :</u> Situation survenant lorsqu'un <i>responsable de l'approvisionnement</i> a épuisé toutes les options possibles et n'est plus en mesure de répondre aux besoins énergétiques prévus de ses clients.</p> <p><u>Nouvelle définition :</u> Situation survenant lorsqu'un <i>responsable de l'approvisionnement</i> ou un <i>responsable de l'équilibrage</i> a épuisé toutes les ressources possibles et n'est plus en mesure de faire face à ses obligations de <i>charges</i>.</p> <p>(Energy Emergency)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune.

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Entités visées		
	Responsable de l'équilibrage (BA)	Coordonnateur de la fiabilité (RC)	Exploitant de réseau de transport (TOP)
E1			X
E2	X		
E3		X	
E4	X		X
E5		X	
E6		X	

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La direction Contrôle des mouvements d'énergie, dans la fonction de responsable de l'équilibrage, de coordonnateur de la fiabilité et d'exploitant de réseau de transport est la seule entité visée par cette norme au Québec.

Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
1er avril 2017	2 avril 2017 (voir la page précédente, section 2)

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée

A. Introduction

1. **Titre :** Mesures d'urgence
2. **Numéro :** EOP-011-1
3. **Objet :** Combattre les effets des *urgences* d'exploitation en veillant à ce que chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* établisse un ou des *plans d'exploitation* afin de remédier aux *urgences* d'exploitation, et à assurer la coordination de ces plans à l'intérieur d'une *zone de fiabilité*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.1.2 *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.3 *Exploitant de réseau de transport*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre de la norme EOP-011-1.
6. **Contexte :**

La norme EOP-011-1 fusionne les exigences de trois normes : EOP-001-2.1b, EOP-002-3.1 et EOP-003-2.

Cette nouvelle norme simplifie les exigences applicables aux mesures d'*urgence* concernant le *système de production-transport d'électricité (BES)* et les intègre dans un document clair et concis, organisé en fonction des entités fonctionnelles. En outre, les révisions clarifient les exigences critiques touchant les mesures d'*urgence*, tout en assurant une communication et une coordination efficaces entre les entités fonctionnelles.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit établir, tenir à jour et mettre en œuvre un ou plusieurs *plans d'exploitation*, soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité*, visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*. Ces *plans d'exploitation* doivent comporter les éléments suivants, selon le cas :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel, exploitation en temps différé et planification à long terme]
 - 1.1. rôles et responsabilités dans le déclenchement des *plans d'exploitation* ;
 - 1.2. processus de préparation aux *urgences* et de remédiation, notamment :
 - 1.2.1. la notification à son *coordonnateur de la fiabilité*, précisant les conditions courantes et projetées, lorsqu'une *urgence* d'exploitation est constatée ;
 - 1.2.2. l'annulation ou le rappel des retraits de *transport* et de production ;
 - 1.2.3. la reconfiguration du réseau de *transport* ;
 - 1.2.4. la réaffectation des demandes de production ;

- 1.2.5. des plans de délestage de *charge* manuel contrôlé par l'opérateur chevauchant le moins possible les délestages de *charge* automatiques et pouvant être mis en œuvre assez rapidement pour remédier à une *urgence* ; et
 - 1.2.6. les impacts sur la fiabilité des conditions météorologiques extrêmes.
- M1.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir un ou des *plans d'exploitation* datés, établis conformément à l'exigence E1 et soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité* ; des pièces justificatives (fiches d'examen, historiques des révisions, etc.) attestant que son ou ses *plans d'exploitation* ont été tenus à jour ; ainsi que des pièces justificatives (journaux ou autres documents d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres documents de communication, etc.) attestant que son ou ses *plans d'exploitation* ont été mis en œuvre lorsqu'une *urgence* s'est produite, conformément à l'exigence E1.
- E2.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit établir, tenir à jour et mettre en œuvre un ou plusieurs *plans d'exploitation*, soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité*, visant à remédier aux *défaillances en puissance* et aux *défaillances en énergie* dans sa *zone d'équilibrage*. Ces *plans d'exploitation* doivent comporter les éléments suivants, selon le cas : *[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel, exploitation en temps différé et planification à long terme]*
- 2.1. rôles et responsabilités dans le déclenchement des *plans d'exploitation* ;
 - 2.2. processus de préparation aux *urgences* et de remédiation, notamment ;
 - 2.2.1. la notification à son *coordonnateur de la fiabilité*, précisant les conditions courantes et projetées, lorsqu'une *défaillance en puissance* ou une *défaillance en énergie* est constatée ;
 - 2.2.2. la demande d'établissement d'une alerte de *défaillance en énergie*, selon l'annexe 1 ;
 - 2.2.3. la gestion des ressources de production dans sa *zone d'équilibrage*, concernant :
 - 2.2.3.1. la capacité et la disponibilité ;
 - 2.2.3.2. les problèmes d'approvisionnement et de stocks de combustible ;
 - 2.2.3.3. la capacité de changement de combustible ; et
 - 2.2.3.4. les contraintes environnementales.
 - 2.2.4. les appels au public demandant l'adoption volontaire de mesures de réduction de la *charge* ;
 - 2.2.5. les demandes à adresser aux organismes gouvernementaux pour qu'ils mettent en œuvre leurs programmes de réduction de la consommation ;
 - 2.2.6. la réduction de la consommation interne d'énergie du service public d'électricité ;
 - 2.2.7. le recours à des *charges interruptibles* ou réductibles et à des effacements de consommation ;
 - 2.2.8. des plans de délestage de *charge* manuel contrôlé par l'opérateur chevauchant le moins possible les délestages de *charge* automatiques et pouvant être mises en œuvre assez rapidement pour remédier à une *urgence* ; et

2.2.9. les impacts sur la fiabilité des conditions météorologiques extrêmes.

M2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir un ou des *plans d'exploitation* datés, établis conformément à l'exigence E2 et soumis à l'examen de son *coordonnateur de la fiabilité* ; des pièces justificatives (fiches d'examen, historiques des révisions, etc.) attestant que son ou ses *plans d'exploitation* ont été tenus à jour ; ainsi que des pièces justificatives (journaux ou autres documents d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres documents de communication, etc.) attestant que son ou ses *plans d'exploitation* ont été mis en œuvre lorsqu'une *urgence* s'est produite, conformément à l'exigence E2.

E3. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit examiner les *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation qui lui sont soumis par un *exploitant de réseau de transport* ou un *responsable de l'équilibrage* en rapport avec les risques pour la fiabilité qui existent entre les différents *plans d'exploitation*.

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

3.1. Dans un délai de 30 jours civils après réception, le *coordonnateur de la fiabilité* doit :

3.1.1. examiner chaque *plan d'exploitation* soumis, sous l'angle de la compatibilité et de l'interdépendance par rapport aux *plans d'exploitation* des autres *responsables de l'équilibrage* et *exploitants de réseau de transport* ;

3.1.2. examiner chaque *plan d'exploitation* soumis, sous l'angle de la coordination, en vue de prévenir tout risque pour la fiabilité dans la *zone étendue* ; et

3.1.3. communiquer à chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* les résultats de son examen, en spécifiant tout délai nécessaire pour soumettre de nouveau le *plan d'exploitation* si des corrections sont jugées nécessaires.

M3. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une documentation (courriels datés ou autre correspondance, etc.) attestant qu'il a examiné le *plan d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* ou du *responsable de l'équilibrage* dans un délai de 30 jours civils suivant sa soumission selon l'exigence E3.

E4. Chaque *exploitant de réseau de transport* ou *responsable de l'équilibrage* doit tenir compte de tout risque pour la fiabilité signalé par son *coordonnateur de la fiabilité* selon l'exigence E3, et soumettre de nouveau son *plan d'exploitation* à son *coordonnateur de la fiabilité* dans le délai spécifié par celui-ci.

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

M4. L'*exploitant de réseau de transport* ou le *responsable de l'équilibrage* doit avoir une documentation (courriels datés ou autre correspondance, etc.) ainsi qu'un historique des versions de son *plan d'exploitation* attestant qu'il a corrigé son *plan d'exploitation* dans le délai spécifié par son *coordonnateur de la fiabilité* conformément à l'exigence E4.

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui reçoit une notification d'*urgence* d'un *exploitant de réseau de transport* ou d'un *responsable de l'équilibrage* dans sa *zone de fiabilité* doit en aviser, dans les 30 minutes suivant la réception de cette notification, les autres *responsables de l'équilibrage* et *exploitants de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.

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

- M5.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui a reçu une notification d'*urgence* d'un *responsable de l'équilibrage* ou d'un *exploitant de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité* doit détenir, et présenter sur demande, des pièces justificatives (journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou transcriptions de tels enregistrements, communications électroniques ou toute pièce équivalente) permettant de déterminer si le *coordonnateur de la fiabilité* a communiqué, conformément à l'exigence E5, avec les autres *responsables de l'équilibrage* et *exploitants de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité*, ainsi qu'avec les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.
- E6.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* dont un des *responsables de l'équilibrage* fait face à une *défaillance en énergie* potentielle ou immédiate dans sa *zone de fiabilité* doit lancer une alerte de *défaillance en énergie*, selon la description de l'annexe 1.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M6.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* dont un des *responsables de l'équilibrage* a fait face à une *défaillance en énergie* potentielle ou immédiate dans sa *zone de fiabilité* doit détenir, et présenter sur demande, des pièces justificatives (journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou transcriptions de tels enregistrements, communications électroniques ou toute pièce équivalente) attestant qu'il a lancé une alerte de *défaillance en énergie*, selon la description de l'annexe 1, conformément à l'exigence E6.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (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

Le *responsable de l'équilibrage*, le *coordonnateur de la fiabilité* et l'*exploitant de réseau de transport* doivent conserver les données ou pièces justificatives ci-après attestant leur conformité, à moins que leur CEA leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis 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.

- L'*exploitant de réseau de transport* doit conserver le ou les *plans d'exploitation* en vigueur, des pièces justificatives d'examen ou d'historique des révisions, plus chaque version publiée depuis l'audit le plus récent, ainsi que des pièces justificatives attestant sa conformité depuis l'audit le plus récent, pour les exigences E1 et E4 et pour les mesures M1 et M4.
- Le *responsable de l'équilibrage* doit conserver le ou les *plans d'exploitation* en vigueur, des pièces justificatives d'examen ou d'historique des révisions, plus chaque version publiée depuis l'audit le plus récent, ainsi que des pièces justificatives attestant sa conformité depuis l'audit le plus récent, pour les exigences E2 et E4 et pour les mesures M2 et M4.

- Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver des pièces justificatives attestant sa conformité depuis l'audit le plus récent pour les exigences E3, E5 et E6 et pour les mesures M3, M5 et M6.

Si un *responsable de l'équilibrage*, un *coordonnateur de la fiabilité* ou un *exploitant de réseau de transport* est jugé non conforme, il doit conserver les renseignements liés à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

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

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel, exploitation en temps différé et planification à long terme	Élevé	S. O.	L'exploitant de réseau de transport a établi un ou plusieurs <i>plans d'exploitation</i> visant à remédier aux <i>urgences</i> d'exploitation dans sa <i>zone d'exploitant de réseau de transport</i> et les a soumis à l'examen de son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , mais ne les a pas tenus à jour.	L'exploitant de réseau de transport a établi un ou plusieurs <i>plans d'exploitation</i> visant à remédier aux <i>urgences</i> d'exploitation dans sa <i>zone d'exploitant de réseau de transport</i> , mais ne les a pas soumis à l'examen de son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> .	L'exploitant de réseau de transport n'a pas établi de <i>plan d'exploitation</i> visant à remédier aux <i>urgences</i> d'exploitation dans sa <i>zone d'exploitant de réseau de transport</i> . OU L'exploitant de réseau de transport a établi un ou plusieurs <i>plans d'exploitation</i> visant à remédier aux <i>urgences</i> d'exploitation dans sa <i>zone d'exploitant de réseau de transport</i> et les a soumis à l'examen de son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , mais ne les a pas mis en œuvre.
E2	Exploitation en temps réel, exploitation en temps différé et planification à long terme	Élevé	S. O.	Le responsable de l'équilibrage a établi un ou plusieurs <i>plans d'exploitation</i> visant à remédier aux <i>urgences</i> d'exploitation dans sa <i>zone d'équilibrage</i> et les a soumis à l'examen de son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , mais ne les a pas tenus à jour.	Le responsable de l'équilibrage a établi un ou plusieurs <i>plans d'exploitation</i> visant à remédier aux <i>urgences</i> d'exploitation dans sa <i>zone d'équilibrage</i> , mais ne les a pas soumis à l'examen de son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> .	Le responsable de l'équilibrage n'a pas établi de <i>plan d'exploitation</i> visant à remédier aux <i>urgences</i> d'exploitation dans sa <i>zone d'équilibrage</i> . OU Le responsable de l'équilibrage a établi un ou plusieurs <i>plans d'exploitation</i> visant à remédier aux <i>urgences</i> d'exploitation dans sa <i>zone d'équilibrage</i> , mais ne les a pas mis en œuvre.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Exploitation en temps différé	Élevé	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a découvert un risque pour la fiabilité, mais a avisé le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 30 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a découvert un risque pour la fiabilité, mais n'a pas avisé le <i>responsable de l'équilibrage</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> .
E4	Exploitation en temps différé	Élevé	S. O.	S. O.	L' <i>exploitant de réseau de transport</i> ou le <i>responsable de l'équilibrage</i> a modifié et soumis de nouveau son ou ses <i>plans d'exploitation</i> à son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , mais en dépassant le délai spécifié par celui-ci.	L' <i>exploitant de réseau de transport</i> ou le <i>responsable de l'équilibrage</i> n'a pas modifié et soumis de nouveau son ou ses <i>plans d'exploitation</i> à son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> .
E5	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> qui a reçu une notification d' <i>urgence</i> d'un <i>exploitant de réseau de transport</i> ou d'un <i>responsable de l'équilibrage</i> a avisé les <i>responsables de l'équilibrage, exploitants de réseau de transport</i> et <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> voisins, mais dans un délai de plus de 30 minutes suivant la réception de cette notification.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> qui a reçu une notification d' <i>urgence</i> d'un <i>exploitant de réseau de transport</i> ou d'un <i>responsable de l'équilibrage</i> n'a pas avisé les <i>responsables de l'équilibrage, exploitants de réseau de transport</i> et <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> voisins.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le coordonnateur de la fiabilité dont un des responsables de l'équilibrage fait face à une défaillance en énergie potentielle ou immédiate dans sa zone de fiabilité n'a pas lancé d'alerte de défaillance en énergie.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 novembre 2014	Approbation par le Conseil d’administration.	Fusion des normes EOP-001-2.1b, EOP-002-3.1 et EOP-003-2

Annexe 1-EOP-011-1

Alertes de défaillance en énergie

Introduction

La présente annexe décrit le processus par lequel le *coordonnateur de la fiabilité* communique la situation d'un *responsable de l'équilibrage* qui fait face à une *défaillance en énergie*, ainsi que les différents niveaux d'alerte.

A. Responsabilités générales

1. **Lancement d'une alerte par le *coordonnateur de la fiabilité*.** Seul un *coordonnateur de la fiabilité* peut lancer une alerte de *défaillance en énergie* (EEA), 1) à la demande du *coordonnateur de la fiabilité* lui-même ou 2) à la demande d'un *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique.
2. **Notification.** Le *coordonnateur de la fiabilité* qui lance une EEA doit en aviser tous les *responsables de l'équilibrage* et les *exploitants de réseau de transport* de sa zone de *fiabilité*. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aussi notifier tous les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.

B. Niveaux d'alerte de défaillance en énergie

Introduction

Afin que tous les *coordonnateurs de la fiabilité* puissent juger clairement des *défaillances en énergie* (réelles ou appréhendées) dans l'*Interconnexion*, la NERC a établi pour les EEA trois niveaux d'alerte. Les *coordonnateurs de la fiabilité* indiqueront le niveau d'alerte approprié dans leurs communications sur les *défaillances en énergie*. Il est à noter que les EEA sont des procédures d'*urgence*, et non des pratiques d'exploitation quotidienne ; elles ne doivent donc pas servir de solution de rechange à une véritable conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

Le *coordonnateur de la fiabilité* est libre de choisir, pour chaque EEA, le niveau d'alerte nécessaire ; il n'y a pas lieu de suivre l'ordre séquentiel des alertes.

1. **EEA de niveau 1 – Toutes les ressources de production disponibles sont utilisées.**

Circonstances :

- Le *responsable de l'équilibrage* est dans une situation où toutes les ressources disponibles sont mobilisées pour satisfaire les *charges* fermes, les transactions fermes et les engagements en matière de réserves, et doute de sa capacité de maintenir la *réserve pour contingence* exigée de lui.
- Les ventes d'énergie de gros non ferme (autres que celles qui sont révocables pour satisfaire les exigences de réserve) ont fait l'objet d'une réduction.

2. **EEA de niveau 2 – Des procédures de gestion de la charge sont en cours.**

Circonstances :

- Le *responsable de l'équilibrage* n'est plus en mesure de répondre aux besoins en énergie prévus, et est considéré comme un *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique.
- Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique a mis en œuvre un ou plusieurs de ses *plans d'exploitation* afin de remédier à des *urgences*.

- Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique est encore en mesure de maintenir la *réserve pour contingence* minimale exigée de lui.

Durant une EEA de niveau 2, les *responsables de l'équilibrage* en déficit énergétique et les *coordonnateurs de la fiabilité* ont les responsabilités suivantes :

2.1. Aviser les autres responsables de l'équilibrage et participants au marché.

Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit faire connaître ses besoins aux autres *responsables de l'équilibrage* et participants au marché. À la demande du *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique, son *coordonnateur de la fiabilité* doit publier sur le site Web du système RCIS la déclaration du niveau d'alerte et le nom du *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique.

2.2. Période de déclaration. Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit tenir au courant son *coordonnateur de la fiabilité* de l'évolution de la situation, au minimum à toutes les heures, jusqu'à ce que l'EEA de niveau 2 soit levée. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre à jour l'information sur le déficit énergétique publiée sur le site Web du système RCIS au fur et à mesure des changements, et transmettre cette information aux *responsables de l'équilibrage*, aux *exploitants de réseau de transport* et aux *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.

2.3. Partage de l'information sur la disponibilité des ressources. Les autres *coordonnateurs de la fiabilité* dont les *responsables de l'équilibrage* ont des ressources disponibles doivent se coordonner, s'il y a lieu, avec le *coordonnateur de la fiabilité* du *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique.

2.4. Évaluation et atténuation des limitations de transport. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit examiner les indisponibilités de *transport* et collaborer avec le ou les *exploitants de réseau de transport* pour voir s'il est possible de remettre en service des *éléments de transport* qui pourraient soulager la pression sur les *limites d'exploitation du réseau (SOL)* ou les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*.

2.5. Mesures exigées de la part du responsable de l'équilibrage. Avant de demander un EEA de niveau 3, le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit faire appel à toutes les ressources disponibles. Celles-ci comprennent, notamment :

2.5.1 Utilisation de tous les groupes de production disponibles. Tous les groupes de production pouvant être raccordés au réseau durant la situation d'*urgence* doivent être utilisés.

2.5.2 Gestion de la demande. Toute la *gestion de la demande* doit être mobilisée selon les ententes en vigueur.

3. EEA de niveau 3 – Interruption de charge garantie imminente ou en cours.

Circonstances :

- Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique n'est plus en mesure de maintenir la *réserve pour contingence* minimale exigée de lui.

Durant une EEA de niveau 3, les *coordonnateurs de la fiabilité* et les *responsables de l'équilibrage* ont les responsabilités suivantes :

- 3.1. Poursuite des mesures entreprises pendant l'EEA de niveau 2.** Les *coordonnateurs de la fiabilité* et le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doivent poursuivre toutes les mesures entreprises pendant l'EEA de niveau 2.
- 3.2. Période de déclaration.** Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit tenir au courant son *coordonnateur de la fiabilité* de l'évolution de la situation, au minimum à toutes les heures, jusqu'à ce que l'EEA de niveau 3 soit levée. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit mettre à jour l'information sur le déficit énergétique publiée sur le site Web du système RCIS au fur et à mesure des changements, et transmettre cette information aux *responsables de l'équilibrage*, aux *exploitants de réseau de transport* et aux *coordonnateurs de la fiabilité* voisins.
- 3.3. Réévaluation et modification des limites SOL et IROL.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit évaluer les risques pouvant découler de toute modification des *limites SOL* et *IROL* visant à favoriser les livraisons d'énergie au *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique. Toute réévaluation des *limites SOL* et *IROL* doit se faire en coordination avec les autres *coordonnateurs de la fiabilité*, et seulement avec l'accord de l'*exploitant de réseau de transport* dont les équipements de *propriétaire d'installation de transport* seraient touchés. Les *limites SOL* et *IROL* ne doivent être modifiées que tant que l'EEA 3 a cours ou que le *propriétaire d'installation de transport* dont les équipements sont à risque le permet. Les exigences minimales suivantes doivent absolument être respectées avant toute modification de *limites SOL* et *IROL* :
- 3.3.1 Obligations du responsable de l'équilibrage en déficit énergétique.**
Le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit, dès que son *coordonnateur de la fiabilité* l'avise de la situation, prendre sans délai les mesures nécessaires pour atténuer tout risque indu pour l'*Interconnexion*. Ces mesures peuvent comprendre des délestages de *charge*.
- 3.4. Retour aux conditions antérieures à l'urgence.** Après avoir reçu une quantité d'énergie suffisante pour que les *réseaux* soient ramenés à leurs *limites SOL* et *IROL* antérieures à l'*urgence*, le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique doit demander à son *coordonnateur de la fiabilité* d'abaisser le niveau d'alerte.
- 3.4.1 Notifications aux autres parties.** Dès que le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique l'a informé que le niveau d'alerte peut être abaissé, le *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser les *responsables de l'équilibrage*, les *exploitants de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la fiabilité* voisins (au moyen du système RCIS) que leurs *réseaux* peuvent être ramenés aux limites normales.
- Niveau 0 – Levée de l'alerte.** Lorsque le *responsable de l'équilibrage* en déficit énergétique est de nouveau en mesure d'alimenter ses charges et de respecter ses exigences de réserve d'exploitation, il doit demander à son *coordonnateur de la fiabilité* de lever l'alerte EEA.
- 0.1 Notification.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser tous les autres *coordonnateurs de la fiabilité*, au moyen du système RCIS, de la levée de l'alerte EEA. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aussi aviser les *responsables de l'équilibrage* et les *exploitants de réseau de transport* voisins.

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 :

- R1.** 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 :
- 1.1.** les communications et les notifications, ainsi que la marche à suivre pour faire ces notifications ;
 - 1.2.** les déficits en énergie ou en puissance ;
 - 1.3.** 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* ;

- 1.5. 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 ;
- 1.6. 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 souhaitaient 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.

Norme EOP-011-1 — Mesures d'urgences

Annexe QC-EOP-011-1

Dispositions particulières de la norme EOP-011-1 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 : Mesures d'urgences

2. Numéro : EOP-011-1

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Aucune disposition particulière

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec :

Date proposée d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1^{er} avril 2017.

Cette norme doit être mise en vigueur en même temps que la modification du terme de glossaire « défaillance en énergie ».

6. Contexte :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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 de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Norme EOP-011-1 — Mesures d'urgences

Annexe QC-EOP-011-1

Dispositions particulières de la norme EOP-011-1 applicables au Québec

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Aucune disposition particulière

Éclaircissement et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle