

NORMES DE FIABILITÉ DE LA NERC (VERSION FRANÇAISE)

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. ~~R~~Responsable des mesures pour assurer la conformité ~~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 des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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 <i>responsable de l’équilibrage</i> 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 <i>responsable de l’équilibrage</i> 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 <i>responsable de l’équilibrage</i> 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 <i>responsable de l’équilibrage</i> 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 : 2 avril 2017.

Les normes EOP-011-1, PRC-004-5(i) et PRC-010-2 doivent être adoptées simultanément. Cette norme doit également 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 des mesures pour assurer la conformité~~ **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 d'évaluation de la conformité de mise en application des normes**

~~Aucune disposition particulière~~ [Audit de conformité](#)

[Déclaration sur la conformité](#)

[Contrôle ponctuel](#)

Norme EOP-011-1 — Mesures d'urgences

Annexe QC-EOP-011-1

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

[Enquête de conformité](#)

[Soumission périodique de données](#)

[Déclaration de non-conformité](#)

[Rapport par exception](#)

[Enquête à la suite d'une plainte](#)

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

← Mis en forme : Body Indent 2

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

A. Introduction

1. **Titre : Données relatives à la demande et à l'énergie disponible**
2. **Numéro : MOD-031-2**
3. **Objet :** Conférer aux entités visées le pouvoir de recueillir des données relatives à la *demande* et à l'énergie disponible ainsi que d'autres données connexes nécessaires pour les études et les évaluations de fiabilité, et énoncer les responsabilités et les obligations des demandeurs de ces données et des entités qui les fournissent.
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

- 4.1.1 *Responsable de la planification et coordonnateur de la planification* (désignés collectivement par le terme « *coordonnateur de la planification* »)

Cette norme proposée combine les entités appelées « *responsable de la planification* » et « *coordonnateur de la planification* » dans la liste des entités fonctionnelles visées. Le terme « *coordonnateur de la planification* » est en usage dans modèle fonctionnel de la NERC, tandis que dans le contexte des critères d'inscription on utilise le terme « *responsable de la planification* ». L'harmonisation entre les deux n'est pas encore faite ; entre-temps, la norme proposée s'applique tant au *responsable de la planification* qu'au *coordonnateur de la planification*.

- 4.1.2 *Planificateur de réseau de transport*
- 4.1.3 *Responsable de l'équilibrage*
- 4.1.4 *Planificateur des ressources*
- 4.1.5 *Responsable de l'approvisionnement*
- 4.1.6 *Distributeur*

5. Entrée en vigueur

- 5.1. Voir le plan de mise en œuvre de la norme MOD-031-2.

6. Contexte

Afin que les entités qui doivent réaliser des études et des évaluations de fiabilité disposent des diverses données et informations historiques et prévisionnelles nécessaires sur la *demande* et sur l'énergie disponible, il convient de conférer à ces entités le pouvoir de recueillir les données pertinentes.

La collecte de données relatives à la *demande*, à l'*énergie disponible nette* et à la *gestion de la demande* nécessite la collaboration et la coordination entre les *responsables de la planification* (*coordonnateurs de la planification*), les *planificateurs de réseau de transport*, les *planificateurs des ressources*, les *responsables de l'approvisionnement* et les *distributeurs*. En faisant en sorte que les planificateurs et les exploitants aient accès à des prévisions de demande complètes et exactes, ainsi qu'aux méthodes et hypothèses de travail adoptées pour élaborer ces prévisions, on améliore la fiabilité du *système de production-transport d'électricité (BES)*. Par ailleurs, l'harmonisation des activités de documentation et de partage de l'information améliorera l'efficacité des pratiques de planification et aidera à déceler les

faiblesses à corriger dans le réseau. Enfin, la collecte d'information sur la *demande* réelle et sur l'efficacité de la *gestion de la demande* pendant l'année écoulée permettra de faire la comparaison avec les prévisions antérieures, ce qui contribuera à améliorer l'exactitude des pratiques de prévision de la demande.

Les données fournies en vertu de cette norme sont généralement tenues pour confidentielles par les *coordonnateurs de la planification* et les *responsables de l'équilibrage* qui les reçoivent. En outre, les données déclarées à une entité régionale sont soumises aux exigences de confidentialité de la section 1500 des règles de procédure de la NERC, et sont généralement amalgamées avec des données d'autres entités fonctionnelles de telle sorte que leur provenance n'est pas identifiable. De même, étant donné que cette norme prévoit la divulgation des données nécessaires pour certaines études et évaluations de fiabilité, il convient de souligner que toute information reçue en vertu de cette norme et dont une entité visée spécifie le caractère confidentiel doit être traitée de manière confidentielle par l'entité réceptrice.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la planification* ou *responsable de l'équilibrage* qui constate le besoin de recueillir des données relatives à la *demande interne totale*, à l'*énergie disponible nette* et à la *gestion de la demande* doit préparer une demande de données et la transmettre aux entités visées de sa zone. Cette demande de données doit comprendre les éléments suivants :

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

- 1.1.** Une liste des *planificateurs de réseau de transport*, des *responsables de l'équilibrage*, des *responsables de l'approvisionnement* et des *distributeurs* qui sont tenus de fournir les données (« entités visées »).
- 1.2.** Un délai pour la fourniture des données demandées. (Le délai de réponse doit être d'au moins 30 jours civils.)
- 1.3.** Une demande de fournir des données réelles parmi les suivantes, selon les besoins :
 - 1.3.1.** Valeurs de *demande* intégrée horaire (en mégawatts) pour l'année civile précédente.
 - 1.3.2.** Valeurs de *demande* intégrée horaire (en mégawatts) des pointes mensuelles et annuelle de l'année civile précédente.
 - 1.3.2.1.** Si la *demande* horaire de la pointe annuelle réelle varie en fonction des conditions atmosphériques (température, humidité, vitesse du vent, etc.), l'entité visée doit aussi en fournir une valeur normalisée quant aux conditions atmosphériques.
 - 1.3.3.** Valeurs mensuelles et annuelle d'*énergie disponible nette* (en gigawattheures) pour l'année civile précédente.

- M1.** Le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage* doit détenir une demande de données datée, en version électronique ou papier, attestant sa conformité à l'exigence E1.
- E2.** Chaque entité visée par une demande de données doit fournir les données demandées par son *coordonnateur de la planification* ou son *responsable de l'équilibrage* conformément à la demande de données présentée selon l'exigence E1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- M2.** Chaque entité visée doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels datés, lettres d'envoi datées, etc.) attestant qu'elle a fourni conformément à l'exigence E2 les données demandées.
- E3.** Le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage* doit fournir les données indiquées aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1 pour sa zone à l'entité régionale pertinente dans un délai de 75 jours civils après en avoir reçu la demande, à moins d'une entente particulière entre les parties.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- M3.** Chaque *coordonnateur de la planification* ou *responsable de l'équilibrage* doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels datés, lettres d'envoi datées, etc.) attestant qu'il a fourni conformément à l'exigence E3 les données demandées par l'entité régionale pertinente.
- E4.** Toute entité visée doit, en réponse à une demande écrite concernant les données indiquées aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1 de la part d'un *coordonnateur de la planification*, d'un *responsable de l'équilibrage*, d'un *planificateur de réseau de transport* ou d'un *planificateur des ressources* qui démontre avoir besoin de ces données pour effectuer des évaluations de fiabilité du *BES*, fournir ces données ou en offrir l'accès à l'entité demandeuse. Cette exigence ne modifie en rien l'obligation de l'entité visée, en vertu de l'exigence E2, de répondre aux demandes de données présentées par son *coordonnateur de la planification* ou son *responsable de l'équilibrage* en vertu de l'exigence E1. À moins d'une entente particulière, l'entité visée :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- n'est pas tenue de modifier le format dans lequel elle détient ou utilise ces données ;
 - doit fournir les données demandées dans un délai de 45 jours civils suivant la demande écrite, sauf si la divulgation de ces données est de nature à contrevenir aux obligations de confidentialité, réglementaires ou de sécurité de l'entité visée, comme l'indique l'alinéa 4.1.
- 4.1.** Si l'entité visée refuse de fournir des données demandées 1) parce que l'entité demandeuse n'a pas démontré avoir besoin de ces données dans l'intérêt de la fiabilité du *BES*, ou 2) que la divulgation de ces données contreviendrait aux obligations de confidentialité, réglementaires ou de sécurité de l'entité visée, cette dernière doit, dans un délai de 30 jours civils suivant la demande écrite, transmettre à l'entité demandeuse une réponse écrite précisant quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus.
- M4.** Chaque entité visée par l'exigence E4 doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels datés, lettres d'envoi datées, etc.) attestant qu'elle a fourni les données demandées ou qu'elle a transmis une réponse écrite précisant quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus, conformément à l'exigence E4.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~R~~Responsable des mesures pour assurer la conformité ~~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

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

L'entité visée doit conserver des données ou pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 à E4 ainsi qu'aux mesures M1 à M4 depuis l'audit le plus récent, à moins que son CEA lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Si une entité visée 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 dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et ~~de mise en application des normes~~ évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	<i>Le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage a préparé et transmis une demande de données, mais a omis d'indiquer les entités tenues de fournir les données ou le délai pour la fourniture des données.</i>
R2	Planification à long terme	Moyen	<p>L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 n'a pas fourni toutes les données demandées selon les alinéas 1.5.1 à 1.5.5 de l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a fourni les données demandées, mais avec un retard de moins de 6 jours après l'expiration du délai spécifié selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.</p>	<p>L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir un des éléments des alinéas 1.3.1 à 1.3.4 de l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir un des éléments des alinéas 1.4.1 à 1.4.5 de l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée par une demande de données préparée selon</p>	<p>L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir deux des éléments des alinéas 1.3.1 à 1.3.4 de l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir deux des éléments des alinéas 1.4.1 à 1.4.5 de l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée par une demande de données préparée selon</p>	<p>L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir au moins trois des éléments des alinéas 1.3.1 à 1.3.4 de l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée par une demande de données préparée selon l'exigence E1 a omis de fournir au moins trois des éléments des alinéas 1.4.1 à 1.4.5 de l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée par une demande de données préparée selon</p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				l'exigence E1 a fourni toutes les données demandées, mais avec un retard d'au moins 6 jours et de moins de 11 jours après l'expiration du délai spécifié selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.	l'exigence E1 a fourni toutes les données demandées, mais avec un retard d'au moins 11 jours et de moins de 15 jours après l'expiration du délai spécifié selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.	l'exigence E1 n'a pas fourni toutes les données demandées moins de 16 jours après l'expiration du délai spécifié selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.
R3	Planification à long terme	Moyen	Le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage, en réponse à une demande de l'entité régionale, a fourni les données demandées, mais dans un délai de plus de 75 jours et de moins de 81 jours après la date de la demande.	Le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage, en réponse à une demande de l'entité régionale, a fourni les données demandées, mais dans un délai de plus de 80 jours et de moins de 86 jours après la date de la demande.	Le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage, en réponse à une demande de l'entité régionale, a fourni les données demandées, mais dans un délai de plus de 85 jours et de moins de 91 jours après la date de la demande.	Le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage, en réponse à une demande de l'entité régionale, n'a pas fourni les données demandées dans un délai de moins de 91 jours après la date de la demande.
R4	Planification à long terme	Moyen	L'entité visée a fourni les données ou en a offert l'accès à l'entité demandeuse, mais dans un délai de plus de 45 jours et de moins de 51 jours après la date de la demande. OU L'entité visée qui refuse de fournir certaines données demandées a transmis une réponse écrite précisant	L'entité visée a fourni les données ou en a offert l'accès à l'entité demandeuse, mais dans un délai de plus de 50 jours et de moins de 56 jours après la date de la demande. OU L'entité visée qui refuse de fournir certaines données demandées a transmis une réponse écrite précisant	L'entité visée a fourni les données ou en a offert l'accès à l'entité demandeuse, mais dans un délai de plus de 55 jours et de moins de 61 jours après la date de la demande. OU L'entité visée qui refuse de fournir certaines données demandées a transmis une réponse écrite précisant	L'entité visée n'a pas fourni les données ni n'en a offert l'accès à l'entité demandeuse dans un délai de 60 jours après la date de la demande. OU L'entité visée qui refuse de fournir certaines données demandées n'a pas transmis une réponse écrite précisant quelles données

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus, mais dans un délai de plus de 30 jours et de moins de 36 jours après la demande écrite.	quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus, mais dans un délai de plus de 35 jours et de moins de 41 jours après la demande écrite.	quelles données n'ont pas été fournies et le motif du refus, mais dans un délai de plus de 40 jours et de moins de 46 jours après la demande écrite.	n'ont pas été fournies et le motif du refus dans un délai de 45 jours après la demande écrite.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 mai 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
1	19 février 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme MOD-031-1	
2	5 novembre 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	

Justification des exigences

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

Cette exigence vise à établir que lorsque des *coordonnateurs de la planification (PC)* ou des *responsables de l'équilibrage (BA)* demandent des données, ils doivent désigner les entités qui devront fournir ces données (entités visées, alinéa 1.1), préciser les données à fournir (alinéas 1.3 à 1.5) et spécifier le délai de transmission des données (alinéa 1.2).

Pour ce qui est de l'alinéa 1.3.2.1 de l'exigence E1, si la *demande* ne fluctue pas selon les conditions atmosphériques (température, humidité, vitesse du vent, etc.) ou si les conditions présumées dans la prévision s'avèrent identiques aux conditions réelles, la *demande* réelle normalisée quant aux conditions atmosphériques sera la même que la demande réelle déclarée selon l'alinéa 1.3.2 de l'exigence E1. Sinon, la *demande* horaire de la pointe annuelle réelle normalisée quant aux conditions atmosphériques sera différente de la demande déclarée selon l'alinéa 1.3.2.

Cette exigence s'étend aussi aux *responsables de l'équilibrage*, car dans la région du WECC ce sont les *BA* qui sont visés par cette exigence, et non les *PC*.

Justification de l'exigence E2

En vertu de cette exigence, les entités visées par une demande de données préparée selon l'exigence E1 sont tenues de fournir ces données conformément aux indications de la demande. Par contre, une entité visée ne sera aucunement tenue de fournir des données non décrites aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1.

Justification de l'exigence E3

Cette exigence vise à faire en sorte que le *coordonnateur de la planification* ou, le cas échéant, le *responsable de l'équilibrage* fournissent les données demandées par l'entité régionale.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence oblige l'entité visée à mettre les données demandées par le *coordonnateur de la planification* ou le *responsable de l'équilibrage* selon l'exigence E1 à la disposition d'autres entités visées (*coordonnateur de la planification, responsable de l'équilibrage, planificateur de réseau de transport ou planificateur des ressources*), à moins que la divulgation de ces données ne contrevienne aux obligations de confidentialité, réglementaires ou de sécurité de l'entité visée. Le partage de la documentation sur les méthodes de travail et les hypothèses adoptées pour l'élaboration des prévisions ainsi que les activités de partage d'information amélioreront l'efficacité des pratiques de planification et aideront à déceler les faiblesses à corriger dans le réseau.

L'obligation de divulgation des données en vertu de l'exigence E4 ne supprime ni ne modifie aucune obligation de confidentialité existante de l'entité visée. Par exemple, si les exigences de confidentialité des *tarifs et conditions des services de transport* ou d'un accord contractuel interdisent à une entité de divulguer les données demandées, l'exigence E4 n'oblige pas cette entité à fournir les données à l'entité demandeuse. En vertu de l'alinéa 4.1, l'entité visée doit simplement aviser par écrit l'entité demandeuse qu'elle n'entend pas fournir les données et lui expliquer pour quel motif. Si les obligations de confidentialité de l'entité visée lui permettent de divulguer les données pourvu que certaines conditions soient remplies, l'entité visée doit, selon le cas : faire en sorte que ces conditions soient remplies dans la

Directives d'application

période de 45 jours indiquée à l'exigence E4 ; communiquer avec l'entité demandeuse pour obtenir une prolongation de la période de 45 jours afin de remplir toutes ces conditions ; ou présenter une justification, en vertu de l'alinéa 4.1, expliquant pourquoi ces conditions ne peuvent pas être remplies dans les circonstances.

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 : Données relatives à la demande et à l'énergie disponible

2. Numéro : MOD-031-2

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 d'entrée en vigueur proposée de la norme et de l'annexe au Québec pour les fonctions *coordonnateur de la planification, planificateur de réseau de transport, responsable de l'équilibrage, planificateur de ressources* et *responsable de l'approvisionnement* : 1^{er} avril 2017

Date d'entrée en vigueur proposée de la norme et de l'annexe au Québec pour la fonction *distributeur* : le premier jour du premier trimestre civil à survenir 6 mois suivant l'adoption de la norme par la Régie de l'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 des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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

A. Introduction

- 1. Titre :** Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection
- 2. Numéro :** PRC-004-5(i)
- 3. Objet :** Détecter les *fonctionnements incorrects* dans les *systèmes de protection* des *éléments* du *système de production-transport d'électricité (BES)* et en éliminer les causes
- 4. Applicabilité**

4.1. Entités fonctionnelles :

- 4.1.1** *Propriétaire d'installation de transport*
- 4.1.2** *Propriétaire d'installation de production*
- 4.1.3** *Distributeur*

4.2. Installations :

- 4.2.1** *Systèmes de protection d'éléments* du *BES*, avec les exclusions suivantes :
 - 4.2.1.1** fonctions non protectrices intégrées à un *système de protection* ;
 - 4.2.1.2** fonctions protectrices destinées à remplir une fonction de commande pendant les manœuvres¹ ;
 - 4.2.1.3** *automatismes de réseau* ;
 - 4.2.1.4** *plans de défense* ;
 - 4.2.1.5** *systèmes de protection* de groupes de production individuels faisant partie de ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du *BES*, si la puissance nominale globale de ces *installations* de *BES* touchées par les *fonctionnements incorrects* ne dépasse pas 75 MVA.
- 4.2.2** Systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs *éléments* du *BES*.

1. Des compléments d'information et des exemples sont donnés aux sections Fonctions non protectrices et Fonctions de commande, dans la partie Directives d'application.

4.2.3 Systèmes de délestage de charge en sous-tension (DST) ayant pour fonction de mettre hors circuit un ou plusieurs *éléments* du *BES*.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir Projet 2008-02.2 Plan de mise en œuvre de la norme.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui possède un dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché selon les critères des alinéas 1.1 à 1.3 doit, dans un délai de 120 jours civils après ce déclenchement, déterminer si un ou plusieurs de ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect* :
- [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation]*
- 1.1.** le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* a été causé par l'action d'un *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir ; et
- 1.2.** le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* possède une partie ou la totalité du *système de protection combiné* en cause ; et
- 1.3.** le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé que le déclenchement du dispositif de coupure a été causé par un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité de son *système de protection* à intervenir.
- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a déterminé, dans le délai prescrit, qu'un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ont causé un fonctionnement incorrect selon les critères des alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 de l'exigence E1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E1 et à ses alinéas 1.1, 1.2 et 1.3 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.

PRC-004-5(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui possède un dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché doit, dans un délai de 120 jours civils après ce déclenchement, procéder aux notifications décrites aux alinéas 2.1 et 2.2.

[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation en temps différé]

2.1. Dans le cas du déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par l'action d'un *système de protection combiné* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir, le déclenchement doit être notifié aux autres propriétaires qui partagent la responsabilité de déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* si tous les critères suivants sont remplis :

2.1.1. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* partage la propriété du *système de protection combiné* avec d'autres propriétaires ; et

2.1.2. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* ou ne peut pas exclure un *fonctionnement incorrect* ; et

2.1.3. le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* a déterminé que son ou ses composants du *système de protection* n'ont pas causé le déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, ou n'est pas en mesure de le déterminer.

2.2. Dans le cas du déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par un composant de *système de protection* qui joue le rôle de protection de réserve pour une condition d'un *élément* du *BES* d'une autre entité, la notification du déclenchement doit être faite à tout autre propriétaire de *système de protection* auquel est destinée cette protection de réserve.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant la notification à l'autre propriétaire ou les autres propriétaires, dans le délai prescrit, conformément à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 (y compris ses sous-alinéas 2.1.1, 2.1.2 et 2.1.3) et 2.2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E2 et à ses alinéas 2.1 et 2.2 : courriels, télécopies ou transmissions.

- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui reçoit une notification selon l'exigence E2 doit, au plus 60 jours civils après cette notification ou au plus 120 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* (selon l'échéance la plus tardive), déterminer si un ou plusieurs de ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation]
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a déterminé, dans le délai prescrit, si son ou ses composants du *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E3 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui n'a pas déterminé la ou les causes d'un *fonctionnement incorrect* déterminé selon l'exigence E1 ou E3 doit mener au moins une activité d'enquête afin d'en déterminer la ou les causes, au moins une fois tous les deux trimestres civils après la détermination initiale du *fonctionnement incorrect*, jusqu'à ce que l'une ou l'autre des actions suivantes mette fin à l'enquête :
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : évaluation des activités d'exploitation et exploitation en temps différé]
- la découverte de la ou des causes du *fonctionnement incorrect* ; ou
 - une déclaration indiquant que la cause reste introuvable.
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a mené au moins une activité d'enquête conformément à l'exigence E4 à tous les deux trimestres civils jusqu'à la découverte de la cause ou la présentation d'une déclaration. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E4 : rapports, bases de données, feuilles de chiffrier, courriels, télécopies, listes, journaux, registres, déclarations, analyses de séquence d'événements, indicateurs de relais, relevés d'équipement de surveillance des perturbations, résultats d'essais ou transmissions.

- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui possède le ou les composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect* doit, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect* :
- [Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]*
- élaborer un *plan d'actions correctives* pour le ou les composants de *système de protection* en cause, et évaluer l'applicabilité de ce *plan d'actions correctives* à ses autres *systèmes de protection*, y compris dans d'autres emplacements ; ou
 - expliquer dans une déclaration pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*, et que par conséquent aucune autre action corrective n'est prévue.
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a élaboré un *plan d'actions correctives* et évalué son applicabilité à d'autres *systèmes de protection* et d'autres emplacements, ou qu'il a présenté une déclaration conforme à l'exigence E5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E5 : *plan d'actions correctives* et évaluation, ou déclaration.
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E5, et le mettre à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier, jusqu'à ce qu'il soit achevé.
- [Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation et planification à long terme]*
- M6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit détenir une ou des pièces justificatives datées attestant qu'il a mis en œuvre chaque *plan d'actions correctives*, y compris sa mise à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier. Exemples non limitatifs de pièces justificatives (en version électronique ou papier) attestant la conformité à l'exigence E6 : registres qui documentent la mise en œuvre de chaque *plan d'actions correctives* et l'achèvement des activités qui y sont spécifiées, y compris l'historique des révisions de chaque *plan d'actions correctives*. Les pièces justificatives peuvent aussi comprendre des programmes de gestion des travaux, des ordres de travail et des dossiers d'entretien.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~R~~Responsable des mesures pour assurer la conformité ~~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 des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver les données ou pièces justificatives de conformité indiquées ci-après, à moins que leur CEA leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent conserver les pièces justificatives des exigences E1, E2, E3 et E4 ainsi que des mesures M1, M2, M3 et M4 pendant au moins 12 mois civils après avoir satisfait à chaque exigence.

*Le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E5 et de la mesure M5, y compris toute analyse à l'appui selon les exigences E1, E2, E3 et E4, pendant au moins 12 mois civils suivant l'achèvement de chaque *plan d'actions correctives*, la fin de chaque évaluation et la transmission de chaque déclaration.*

*Le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E6 et de la mesure M6 pendant au moins 12 mois civils suivant l'achèvement de chaque *plan d'actions correctives*.*

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

Le CEA doit conserver les 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

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

D. Tableau des éléments de conformité

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 165 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 165 jours civils et d'au plus 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> . OU L'entité responsable n'a pas déterminé si un ou plusieurs de ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E1.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 165 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 165 jours civils et d'au plus 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> .	L'entité responsable a avisé les autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du <i>BES</i> . OU L'entité responsable a omis d'aviser un ou plusieurs autres propriétaires de composant de <i>système de protection</i> selon l'exigence E2.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 45 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité responsable a déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3, mais avec un retard de plus de 60 jours civils. OU L'entité responsable n'a pas déterminé si son ou ses composants de <i>système de protection</i> ont causé un <i>fonctionnement incorrect</i> selon l'exigence E3.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	Évaluation des activités d'exploitation et planification de l'exploitation	Élevé	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard d'au plus un trimestre civil.	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard de plus d'un trimestre civil et d'au plus deux trimestres civils.	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard de plus de deux trimestres civils et d'au plus trois trimestres civils.	L'entité responsable a mené au moins une activité d'enquête selon l'exigence E4, mais avec un retard de plus de trois trimestres civils. OU L'entité responsable n'a pas mené d'activité d'enquête selon l'exigence E4.
E5	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 80 jours civils et d'au plus 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU	L'entité responsable a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou présenté une déclaration selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 60 jours civils et d'au plus 70 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> .	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 70 jours civils et d'au plus 80 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> .	L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 80 jours civils et d'au plus 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> .	L'entité responsable n'a pas élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et n'a pas présenté une déclaration selon l'exigence E5. OU L'entité responsable a évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5, mais dans un délai de plus de 90 jours civils après la découverte initiale d'une cause du <i>fonctionnement incorrect</i> . OU L'entité responsable n'a pas évalué l'applicabilité du <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E5.

PRC-004-5(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Planification de l'exploitation et planification à long terme	Élevé	L'entité responsable a mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> mais ne l'a pas mis à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier selon l'exigence E6.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E6.

PRC-004-5(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

E. Différences régionales

Aucune.

F. Interprétations

Aucune.

G. Documents connexes

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau du comité de planification de la NERC.
Assessment of Standards: PRC-003-1 – Regional Procedure for Analysis of Misoperations of Transmission and Generation Protection Systems, PRC-004-1 – Analysis and Mitigation of Transmission and Generation Protection Misoperations, PRC-016-1 – Special Protection System Misoperations. 22 mai 2009².

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouveau document
1	1 ^{er} décembre 2005	<ol style="list-style-type: none">Remplacement de certains tirets (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—).Ajout de points au besoin.Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » dans le titre de la rubrique D.1.2. de la version anglaise.	20 janvier 2006
1a	17 février 2011	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Interprétation (Projet 2009-17) Ajout de l'annexe1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement

2. <http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20DL/PRC-003-004-016%20Report.pdf>

PRC-004-5(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 1 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonance de la FERC approuvant l'interprétation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011
2.	5 août 2011	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Modification du Projet 2010-12 afin de clarifier les exigences du paragraph 1469 de l'Ordonance No. 693
2a	26 septembre 2011	Ajout en annexe à la version 2 de l'interprétation par la FERC des exigences E1 et E3.	Ordonance de la FERC approuvant l'interprétation des exigences E1 et E3 effective le 26 septembre 2011
2.1a	9 février 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Changement d'errata dans le cadre du projet 2010-07 pour ajouter : «et l'installation de l'alternateur de l'interconnexion »
3	14 août 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2010-05.1
4	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources dispersées de production du BES.
5	7 mai 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2008-02.2
5(i)	22 juin 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révision de <i>Facteur de risque de non-conformité de « moyen » à « élevé »</i> pour les exigences E1 à E6 selon l'Ordonnance 151 FERC 61, 129 (2015) de la FERC

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

La présente norme a été élaborée en réponse aux questions de fiabilité soulevées dans la lettre du 7 janvier 2011 de Gerry Cauley³, président et chef de la direction de la NERC :

« Pour presque toutes les grandes pannes de réseau, sauf peut-être celles attribuables à de fortes intempéries, on peut dire que le fonctionnement incorrect de relais ou de commandes automatiques a contribué à la propagation de la panne. (...) Le fonctionnement incorrect des relais (que ce soit leur fonctionnement intempestif ou leur non-fonctionnement en situation de besoin) peut avoir diverses raisons. Premièrement, il peut s'agir d'une défaillance interne – mais cela est assez rare. Le plus souvent, le fonctionnement incorrect d'un relais est dû à des réglages incorrects, à une mauvaise coordination (des temporisations et des valeurs de consigne) avec d'autres dispositifs, d'un entretien et d'essais déficients, ou encore d'une panne de communication ou d'alimentation électrique. Enfin, des erreurs évitables peuvent être le fait de travailleurs sur le terrain et de leurs superviseurs, ou découler des méthodes de l'organisation. »

Cette norme répond aussi aux constats établis dans l'étude *2011 Risk Assessment of Reliability Performance*⁴ (juillet 2011).

« ...un certain nombre de cas d'indisponibilités multiples ont pour cause le *fonctionnement incorrect* de systèmes de protection. Ces événements, dont la portée s'étend au-delà des attentes de conception et des procédures d'exploitation, représentent une menace tangible pour la fiabilité. Un examen plus approfondi des causes premières des événements de mode commun et de mode résultant qui comprennent au moins trois indisponibilités déclenchées automatiquement est prioritaire pour la NERC et pour l'industrie. »

Par la suite, l'étude *State of Reliability 2014*⁵ a elle aussi souligné que le *fonctionnement incorrect* des *systèmes de protection* contribue grandement à la gravité des pannes de transport déclenchées automatiquement. Cette étude recommandait aussi l'élaboration de la norme PRC-004-3 parmi les moyens de prévenir le *fonctionnement incorrect* des *systèmes de protection*.

3. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201005%20Protection%20System%20Misoperations%20DL/20110209130708-Cauley%20letter.pdf>

4. *2011 Risk Assessment of Reliability Performance*. http://www.nerc.com/files/2011_RARPR_FINAL.pdf. Juillet 2011, page 3.

5. *State of Reliability 2014*. NERC. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/ReliabilityCoordinationProject20066.aspx>. Mai 2014, page 18 de 106.

Définitions

La définition du terme *fonctionnement incorrect* découle du document *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*⁶ du groupe de travail I3 du PSRC de l'IEEE. Les types de *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* comprennent le non-fonctionnement, la lenteur de fonctionnement ou le fonctionnement intempestif, en situation de *défaute* ou autre que de défaut.

Rappelons ici la définition de *système de protection* du *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité de la NERC* (le « glossaire de la NERC »), qui englobe les éléments suivants :

- relais de protection qui répondent à des grandeurs électriques ;
- systèmes de communication nécessaires au fonctionnement correct des fonctions de protection ;
- dispositifs sensibles à la tension et au courant fournissant les intrants aux relais de protection ;
- alimentation de poste à c.c. associée avec les fonctions de protection (incluant les batteries, les chargeurs de batteries, et l'alimentation c.c. sans batteries) ;
- circuits de contrôle associés aux fonctions de protection par la ou les bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.

Un dispositif de coupure du *BES* est un élément du *BES*, habituellement un disjoncteur ou un interrupteur qui a la capacité de couper un courant de défaut. Bien que les mécanismes de dispositif de coupure du *BES* ne fassent pas partie d'un *système de protection*, la norme utilise le déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* par un *système de protection* comme point de départ pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*.

Les deux définitions suivantes sont proposées pour inclusion dans le glossaire de la NERC :

Système de protection combiné – *Ensemble des systèmes de protection qui fonctionnent en combinaison de manière à protéger un élément. Cette définition exclut la protection de réserve assurée par les systèmes de protection d'autres éléments.*

Cette définition de *système de protection combiné* repose sur le principe que les diverses couches de protection d'un *élément* sont destinées à fonctionner en combinaison. Cette définition est présentée dans la présente norme et est intégrée à la définition proposée de *fonctionnement incorrect* afin de clarifier le fait qu'il faut tenir compte du fonctionnement global de l'ensemble de la protection d'un *élément* lorsqu'on évalue le fonctionnement de cette protection.

6. *Transmission Protective Relay System Performance Measuring Methodology*. Groupe de travail I3 du Power System Relaying Committee de l'IEEE Power Engineering Society. 1999.

Système de protection combiné – Exemple relatif à une ligne

Le *système de protection combiné* de la ligne alpha-bêta (circuit 123) est constitué de protections à courant différentiel, à portée étendue et à autorisation (POTT), à échelons de distance (système classique à zones 1, 2 et 3), instantanée à maximum de courant, temporisée à maximum de courant, sur perte de synchronisme et à maximum de tension. La protection est logée dans les postes électriques alpha et bêta ; elle comprend les relais, les systèmes de communication, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à un transformateur

Le *système de protection combiné* du transformateur alpha (n° 2) est constitué de protections différentielle interne, différentielle globale, instantanée à maximum de courant et temporisée à maximum de courant. La protection est logée dans le poste électrique Alpha ; elle comprend les relais, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à un groupe de production

Le *système de protection combiné* du groupe de production bêta (n° 3) est constitué de protections différentielle d'alternateur, différentielle globale, à maximum de courant, d'isolement à la terre du stator, de retour d'énergie, d'induction (volts par hertz), de perte de champ et à minimum de tension. La protection est logée dans la centrale électrique Bêta et dans le poste Bêta ; elle comprend les relais, les dispositifs sensibles à la tension ou au courant, les alimentations à c.c. et les circuits de contrôle connexes.

Système de protection combiné – Exemple relatif à la défaillance d'un disjoncteur

La protection de défaillance de disjoncteur assure une protection de réserve pour le disjoncteur, et fait donc partie du *système de protection combiné* du disjoncteur. Le fait de considérer que la protection de défaillance de disjoncteur fait partie du *système de protection combiné* d'un autre *élément* pourrait mener à conclure – à tort – qu'un fonctionnement sur défaillance de disjoncteur répond automatiquement aux critères de « fonctionnement lent » de la définition de *fonctionnement incorrect*.

- Exemple de fonctionnement correct d'un *système de protection combiné* de disjoncteur : la protection de défaillance de disjoncteur intervient parce que la protection de ligne s'est déclenchée mais que le disjoncteur n'a pas éliminé le *défaut*. La protection de défaillance de disjoncteur est intervenue à cause d'une bobine de déclenchement défectueuse. Cette bobine défectueuse a entraîné un *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* de la ligne.
- Exemple de fonctionnement correct d'un *système de protection combiné* de disjoncteur : la protection de défaillance de disjoncteur intervient parce que la protection de ligne s'est déclenchée mais que le disjoncteur n'a pas éliminé le défaut. Dans ce cas, la protection de défaillance de disjoncteur est intervenue à cause d'une défectuosité dans le mécanisme du disjoncteur. Il ne s'agit

pas d'un *fonctionnement incorrect*, car le mécanisme du disjoncteur ne fait pas partie du système de protection combiné du disjoncteur.

- Exemple de « fonctionnement intempestif sur défaut » : le relais de défaillance de disjoncteur se déclenche en même temps que le relais de protection de ligne pendant un défaut. Ce *fonctionnement incorrect* est causé par le réglage à zéro de la temporisation de défaillance de disjoncteur.

Fonctionnement incorrect – Incapacité d'un système de protection combiné de fonctionner comme prévu pour assurer la protection voulue. [Les-Chacune des](#) situations suivantes constituent un *fonctionnement incorrect* :

1. **Non-fonctionnement sur défaut** – Absence de fonctionnement d'un système de protection combiné dans une condition de défaut pour laquelle il est conçu. La défaillance d'un composant de système de protection ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* si le comportement du système de protection combiné est adéquat.
2. **Non-fonctionnement hors défaut** – Absence de fonctionnement d'un système de protection combiné dans une condition autre que de défaut pour laquelle il est conçu, par exemple une oscillation de puissance, une sous-tension, une surexcitation ou une perte d'excitation. La défaillance d'un composant de système de protection ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* si le comportement du système de protection combiné est adéquat.
3. **Fonctionnement lent sur défaut** – Fonctionnement plus lent que requis d'un système de protection combiné dans une condition de défaut, si cette lenteur entraîne le fonctionnement du système de protection combiné d'au moins un autre élément.
4. **Fonctionnement lent hors défaut** – Fonctionnement plus lent que requis d'un système de protection combiné dans une condition autre que de défaut, par exemple une oscillation de puissance, une sous-tension, une surexcitation ou une perte d'excitation, si cette lenteur entraîne le fonctionnement du système de protection combiné d'au moins un autre élément.
5. **Fonctionnement intempestif sur défaut** – Fonctionnement inutile d'un système de protection combiné dans une condition de défaut touchant un autre élément.
6. **Fonctionnement intempestif hors défaut** – Fonctionnement inutile d'un système de protection combiné dans une condition autre que de défaut. Le fonctionnement de système de protection combiné qui serait causé par des travailleurs pendant des activités d'entretien sur le site, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

La définition de *fonctionnement incorrect* repose sur le principe que l'ensemble des protections d'un élément doit fonctionner de façon fiable et sécuritaire.

- L'échec d'un réenclenchement de ligne automatique après une condition de *défaut* ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*, car la définition de *système de protection* ne s'étend pas aux réenclencheurs.
- Le fonctionnement d'une protection de défaillance de disjoncteur ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*.
- Le fonctionnement d'une protection de réserve éloignée découlant d'un « non-fonctionnement » ou d'un « fonctionnement lent » ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*.

Cette définition proposée de *fonctionnement incorrect* apporte des éclaircissements par rapport à la version actuelle. Un *fonctionnement incorrect* correspond à l'incapacité d'un *système de protection combiné* à fonctionner comme prévu dans son rôle de protection. Cette définition se décline en six catégories qui permettent de mieux distinguer ce qui constitue un *fonctionnement incorrect*. Ces catégories sont décrites plus en détail dans les sections suivantes.

Non-fonctionnement sur *défaut*

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* a habituellement pour conséquence que la condition de *défaut* est éliminée par un *système de protection* de relève éloigné.

Exemple 1a : Le non-fonctionnement du *système de protection combiné* d'un transformateur en cas de *défaut* sur le transformateur constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 1b : Le non-fonctionnement d'un relais (ou de tout autre composant) « primaire » de transformateur en cas de *défaut* sur le transformateur ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » si un autre composant du *système de protection combiné* du transformateur se déclenche.

Exemple 1c : Un manque d'information sur la cible ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect*. Lorsqu'un système pilote rapide ne trouve pas sa cible parce qu'un élément de zone rapide se déclenche en premier, il ne s'agit pas en soi d'un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 1d : Le non-fonctionnement d'un relais différentiel général ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » si un autre composant, par exemple un relais différentiel de groupe de production, intervient.

Exemple 1e : Le *système de protection combiné* d'un jeu de barres ne fonctionne pas pendant un *défaut* sur le jeu de barres, ce qui entraîne le fonctionnement de tous les *systèmes de protection* de transformateur locaux reliés à ce jeu de barres et de tous les *systèmes de protection* de ligne éloignés reliés à ce jeu de barres, isolant ainsi du réseau le jeu de barres en défaut. En se déclenchant, les *systèmes de protection* de transformateur locaux et les *systèmes de protection* de ligne éloignés ont joué correctement leur rôle de protection de réserve. La situation se résume à un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement sur *défaut* » du *système de protection combiné* du jeu de barres.

Lorsqu'elle analyse un *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi examiner si la catégorie « fonctionnement lent sur *défaut* » s'applique à la situation.

Non-fonctionnement hors *défaut*

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* peut avoir entraîné une intervention de l'opérateur. Les conditions de « non-fonctionnement hors *défaut* » citées dans la définition ne sont que des exemples, et ne constituent pas une liste exhaustive.

Exemple 2a : Le non-fonctionnement du *système de protection combiné* d'un groupe de production en cas de perte de champ accidentelle constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 2b : La défaillance d'un relais (ou de tout autre composant) de surexcitation ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « non-fonctionnement hors *défaut* » si le *système de protection combiné* du groupe de production fonctionne comme prévu pour isoler le groupe de production du *BES*.

Lorsqu'elle analyse un *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi examiner si la catégorie « fonctionnement lent hors *défaut* » s'applique à la situation.

Fonctionnement lent sur *défaut*

Cette catégorie de *fonctionnement incorrect* entraîne habituellement l'intervention d'un *système de protection* de réserve éloigné avant l'élimination du *défaut*.

Exemple 3a : Un *système de protection combiné* qui fonctionne plus lentement que requis pour une condition de *défaut* constitue un *fonctionnement incorrect* si son retard à se déclencher entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. L'élément à courant différentiel d'un relais multifonctions n'a pas fonctionné lors d'un *défaut* sur une ligne. L'élément temporisé à maximum de courant du même relais se déclenche alors à la fin de son délai ; toutefois, une ligne adjacente a aussi été coupée par un élément temporisé à maximum de courant. On conclut donc que l'élément temporisé à maximum de courant de la ligne en défaut a fonctionné trop lentement.

Exemple 3b : L'incapacité d'un *système de protection combiné* de disjoncteur à fonctionner aussi rapidement que prévu afin de respecter le délai critique d'élimination de *défaut* pour un *défaut* de ligne avec défaillance de disjoncteur (disjoncteur coincé) constitue un *fonctionnement incorrect* si elle a entraîné le fonctionnement intempestif d'un *système de protection combiné* d'un autre *élément*. Si un *système de protection combiné* de groupe de production se déclenche à cause d'une instabilité créée par le fonctionnement lent du *système de protection combiné* de disjoncteur, cela ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur *défaut* » du *système de protection combiné* de groupe de production. Il s'agirait plutôt d'un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement lent sur *défaut* » du *système de protection combiné* de disjoncteur.

Exemple 3c : Une ligne raccordée à un poste d'intégration de la production est protégée par deux systèmes pilotes rapides indépendants. Le *système de protection combiné* de cette ligne comprend aussi, en plus des deux systèmes pilotes, des protections à échelons de distance et temporisées à maximum de courant. Pendant un *défaut* sur cette ligne, les deux systèmes pilotes n'interviennent pas et la protection temporisée à maximum de courant se déclenche, éliminant le *défaut* sans mise hors circuit de groupes de production ni d'autres *éléments* (sans déclenchements excessifs). Cet événement ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

L'expression « plus lentement que requis » signifie que le retard du système à fonctionner entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. Il serait difficile de spécifier dans la définition une tolérance précise applicable à chaque type de *système de protection*. Il s'agira plutôt, pour le propriétaire qui évalue le fonctionnement d'un *système de protection*, de déterminer si la vitesse et le résultat du fonctionnement de son *système de protection* produisent le résultat visé. Il n'est pas question d'obliger à documenter les délais de fonctionnement exacts des *systèmes de protection*, mais bien de faire en sorte que le propriétaire qui évalue le fonctionnement de chaque *système de protection* tienne dûment compte de la coordination des relais et de la stabilité du réseau.

L'expression « entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément* » indique que les relais doivent fonctionner selon la séquence correcte ou prévue (le relais primaire d'un *élément* en défaut doit se déclencher avant les relais de réserve de cet *élément*).

Lorsqu'elle analyse le *système de protection* pour déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*, l'entité doit aussi envisager la catégorie « fonctionnement intempestif sur *défaut* » dans la mesure où le fonctionnement du *système de protection* d'un *élément* autre que l'*élément* en défaut peut être considéré comme intempestif.

Si une erreur de coordination s'est produite à l'extrémité locale (réglage trop lent), alors c'est la catégorie de *fonctionnement incorrect* « fonctionnement lent » à l'extrémité locale qui s'applique.

Fonctionnement lent hors *défaut*

L'expression « plus lentement que requis » signifie que le retard du système à fonctionner entraîne le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'au moins un autre *élément*. Il serait difficile de spécifier dans la définition une tolérance précise applicable à chaque type de *système de protection*. Il s'agira plutôt, pour le propriétaire qui évalue le fonctionnement d'un *système de protection*, de déterminer si la vitesse et le résultat du fonctionnement de son *système de protection* produisent le résultat visé. Il n'est pas question d'obliger à documenter les délais de fonctionnement exacts des *systèmes de protection*, mais bien de faire en sorte que le propriétaire qui évalue le fonctionnement de chaque *système de protection* tienne dûment compte de la coordination des relais et de la stabilité du réseau.

Exemple 4 : Un défaut phase-phase est survenu aux bornes d'un groupe de production. Le *système de protection combiné* du groupe et le *système de protection combiné* d'une ligne

de transport sont tous deux intervenus en réponse au défaut. Une enquête subséquente a révélé une temporisation incorrecte dans la protection du groupe de production ; la protection de portée étendue de la ligne de transport, correctement réglée, s'est alors déclenchée. Il s'agit d'un *fonctionnement incorrect* du *système de protection combiné* du groupe de production, mais non de celui de la ligne de transport.

Les conditions de « fonctionnement lent hors défaut » citées dans la définition ne sont que des exemples, et ne constituent pas une liste exhaustive

Fonctionnement intempestif sur *défaut*

Le fonctionnement d'un *système de protection* éloigné correctement coordonné ne constitue pas en soi un *fonctionnement incorrect* si le défaut a persisté assez longtemps pour permettre au *système de protection combiné* de l'*élément* en défaut de fonctionner correctement pour éliminer le *défaut*. Une défaillance d'un dispositif de coupure du *BES*, un *fonctionnement incorrect* de type « non-fonctionnement » ou un *fonctionnement incorrect* de type « fonctionnement lent » peut entraîner le fonctionnement approprié d'un *système de protection* éloigné.

Exemple 5a : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* de transformateur qui se déclenche (inutilement) lors d'un *défaut* de ligne éliminé correctement constitue un *fonctionnement incorrect*. Le *défaut* est éliminé correctement par le *système de protection combiné* de l'équipement en défaut (relais de ligne) et ne nécessite pas l'intervention d'un *système de protection* extérieur ; par conséquent, le fonctionnement du *système de protection* du transformateur constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 5b : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* de ligne qui se déclenche (inutilement) lors d'un *défaut* éliminé correctement sur une ligne différente constitue un *fonctionnement incorrect*. Le *défaut* est éliminé correctement par le *système de protection combiné* de la ligne en défaut (relais de ligne) ; cependant, ailleurs dans le réseau, un signal de blocage sur courant porteur n'a pas été transmis (par exemple un interrupteur de courant porteur laissé en position ouverte), ce qui entraîne le fonctionnement d'un *système de protection* éloigné (déclenchement à une extrémité) d'une ligne saine. Par conséquent, l'intervention du système de protection de la ligne saine constitue un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur défaut ».

Exemple 5c : Dans le cas d'une erreur de coordination à l'extrémité éloignée (réglage trop rapide), il s'agit d'un *fonctionnement incorrect* de catégorie « fonctionnement intempestif sur défaut » à l'extrémité éloignée.

Fonctionnement intempestif hors *défaut*

Les fonctionnements intempestifs pour des conditions autres que de *défaut* concernent, sans limitation, les oscillations de puissance, la surexcitation, la perte d'excitation, les excursions de fréquence et le fonctionnement normal.

Exemple 6a : Le fonctionnement d'un *système de protection combiné* d'une ligne à cause d'une défaillance de relais en fonctionnement normal constitue un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 6b : La mise hors circuit d'un groupe de production par la protection contre la perte de champ pendant une excursion de fréquence, alors que le champ demeure intact, constitue un *fonctionnement incorrect* si le *système de protection combiné* n'est pas destiné à intervenir dans cette situation.

Exemple 6c : Le fonctionnement d'un relais d'impédance de ligne à cause de l'entrée d'une oscillation de puissance dans la caractéristique du relais constitue un *fonctionnement incorrect* si l'oscillation de puissance était stable et que la fonction de blocage sur oscillation de puissance était activée et aurait dû empêcher le fonctionnement.

Exemple 6d : La mise hors circuit d'un groupe de production fonctionnant à sa charge normale, par l'action d'un relais de protection à retour de puissance causée par la défaillance d'un relais, constitue un *fonctionnement incorrect*.

En outre, un fonctionnement en dehors d'une condition de *défaut*, provoqué directement par des travaux sur les lieux (en temps réel) d'entretien, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service, ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 6e : Le déclenchement d'un dispositif de coupure du *BES* à l'extrémité éloignée d'une ligne en dehors d'une condition de *défaut*, s'il est provoqué directement par des activités d'entretien et d'essai du réseau à l'extrémité locale de la ligne, ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*, car ces activités sont exemptées dans la catégorie 6 de la définition de *fonctionnement incorrect*.

Les activités effectuées sur les lieux et qui provoquent un déclenchement dans un autre endroit sont incluses dans cette exemption. C'est le cas pour le fonctionnement d'un *système de protection* lors de la mise sous tension de l'équipement en vue de diverses mesures, comme la vérification de circuits de courant dans le cadre de la mise en service ; cependant, une fois terminée l'activité d'entretien, d'essais, d'inspection, de construction ou de mise en service associée au *système de protection*, l'exclusion du fonctionnement incorrect « sur les lieux » cesse de s'appliquer, même s'il y a encore présence de personnel sur le chantier.

Cas spéciaux

Le fonctionnement d'un *système de protection* dans les cas suivants ne constituerait pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple 7a : Le fonctionnement du *système de protection* d'un groupe de production avant la fermeture du ou des disjoncteurs du groupe ne constitue pas un *fonctionnement incorrect* pourvu qu'aucun *élément* en service ne soit mis hors circuit.

Il n'y a pas *fonctionnement incorrect* dans ce cas, car le groupe de production n'est pas synchronisé et reste isolé du *BES*. Toute action d'un *système de protection* qui se produit pendant que l'*élément*

protégé est hors service et qui ne met hors circuit aucun *élément* en service ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Dans certains cas où des zones de protection se chevauchent, les propriétaires d'*élément* peuvent décider de permettre à un *système de protection* de fonctionner plus rapidement afin d'obtenir une meilleure performance d'ensemble du *système de protection* pour un *élément* donné.

Exemple 7b : Le côté haute tension d'un transformateur raccordé à une ligne peut se trouver à l'intérieur de la zone de protection des relais de la ligne qui l'alimente. Dans ce cas, les relais de la ligne sont destinés à protéger le côté haute tension du transformateur, jusqu'à son enroulement primaire. Dans l'intérêt d'une protection plus rapide de la ligne, son *système de protection* peut être conçu et réglé de manière à intervenir sans coordination directe (ou renonciation à la coordination) avec la protection locale contre les *défauts* du côté haute tension du transformateur raccordé à la ligne. Par conséquent, le fonctionnement des relais de protection de la ligne en cas de *défaut* du côté haute tension du transformateur est conforme au résultat souhaité et ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Les deux exemples ci-après présentent des cas de *fonctionnement incorrect*.

Exemple 7c : Une batterie de condensateurs shunt de 230 kV a été mise en exploitation. Au moment de la mise sous tension, elle est mise hors circuit à cause d'une erreur de réglage dans son relais différentiel.

Exemple 7d : Un groupe de transformateurs du *BES* à 230-115 kV, après avoir été mis en exploitation, est mis hors circuit lors de sa remise sous tension à cause du fonctionnement injustifié de son relais différentiel en raison du courant d'appel. Seul le disjoncteur côté haute tension s'ouvre puisque le disjoncteur côté basse tension n'a pas encore été fermé.

Fonctions non protectrices

Les déclenchements de dispositifs de coupure du *BES* qui sont provoqués par des fonctions non protectrices, comme celles associées aux commandes de groupe de production, aux commandes de courant d'excitation, aux commandes de turbine ou de chaudière, aux compensateurs statiques, aux systèmes FACTS, aux systèmes de réseau de transport à courant continu haute tension (CCHT), aux mécanismes de disjoncteur ou aux autres systèmes de commande d'installations ne constituent pas des interventions de système de protection. La présente norme ne s'applique pas aux fonctions non protectrices intégrées à un *système de protection*, comme les fonctions d'automatisation (par exemple pour la collecte de données) ou de commande.

Fonctions de commande

L'entité doit déterminer, pour chaque intervention de son *système de protection*, si la norme s'applique, en tenant compte des exclusions d'applicabilité énumérées à la section 4.2.1 de la norme. Les experts techniques (SME) de l'équipe de rédaction savent que l'utilisation de *systèmes de protection* pour la commande d'*éléments* du *BES* est une pratique très répandue. La présente norme ne s'applique pas aux actions des fonctions protectrices intégrées à un *système de protection* si ces actions visent à

commander un *élément* du BES dans le cadre d'une procédure de l'entité ou d'une séquence de manœuvres planifiée. Les exemples suivants décrivent des conditions auxquelles la norme ne s'applique pas :

Exemple 8a : Une fonction de protection contre le retour de puissance qui met hors circuit un groupe de production dans le cadre d'une procédure normale ou habituelle de l'entité.

Exemple 8b : Le relais à retour de puissance envoie un signal permissif de déclenchement et le répartiteur met hors circuit le groupe de production.

La norme ne s'applique pas à l'action précitée du relais de protection puisque celle-ci remplit en fait une fonction de commande dans une séquence de mise à l'arrêt contrôlée du groupe de production. Elle reste toutefois applicable aux interventions du relais à retour de puissance en réponse à des conditions autres que la séquence de mise à l'arrêt contrôlée, par exemple une motorisation causée par l'arrêt de la machine motrice.

Voici un autre exemple de condition à laquelle la norme ne s'applique pas :

Exemple 8c : Manœuvre d'une batterie de condensateurs en vue du réglage de tension au moyen de fonctions intégrées à un relais à microprocesseur qui fait partie d'un *système de protection*.

Les cas ci-dessus ne sont présentés qu'à titre d'exemple, et ne constituent aucunement une liste exhaustive de situations auxquelles la norme ne s'applique pas.

Circonstances atténuantes

Pour les cas de catastrophe naturelle ou d'autres circonstances atténuantes, le guide *Sanction Guidelines of the North American Electric Reliability Corporation* (20 décembre 2012) stipule, à sa section 2.8 : « Si des circonstances atténuantes inhabituelles (par exemple une importante catastrophe naturelle) ont entraîné l'infraction ou y ont contribué, la NERC ou l'entité régionale pourra réduire substantiellement ou éliminer les pénalités. » Les entités régionales auxquelles la NERC a délégué les pouvoirs appropriés tiendront compte des circonstances atténuantes en établissant les sanctions liées au non-respect des délais imposés dans la présente norme.

Les fonctionnements de *système de protection* ne se maintiennent pas généralement à un volume élevé. Pour peu que ce volume diminue, les sociétés d'électricité pourront rattraper tout retard au cours de la période de 120 jours prescrite.

Délais prescrits dans les exigences

Les délais prescrits dans toutes les exigences sont bien distincts les uns des autres. L'entité visée par l'exigence E1 dispose de 120 jours civils pour déterminer si un déclenchement de dispositif de coupure du BES résulte d'un *fonctionnement incorrect*. Lorsque l'entité visée conclut à un *fonctionnement incorrect*, elle satisfait à l'exigence E1. Si la cause du *fonctionnement incorrect* est inconnue,

l'exigence E4 s'applique ainsi que toute exigence subséquente pertinente. Si la cause du *fonctionnement incorrect* a été établie, l'exigence E5 s'applique ainsi que toute exigence subséquente pertinente.

L'exigence E2 accorde à l'entité visée un délai de 120 jours civils, à compter du déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, pour aviser les autres propriétaires de *système de protection* qui répondent aux critères des alinéas 2.1 et 2.2. L'exigence E3 accorde à toute entité qui a reçu une notification un délai de 120 jours civils à compter du déclenchement du dispositif de coupure du *BES*, ou de 60 jours civils à compter de la notification (selon l'échéance la plus tardive) pour déterminer si ses composants de *système de protection* ont causé un *fonctionnement incorrect*.

Lorsqu'un *fonctionnement incorrect* est déterminé selon l'exigence E1 ou E3 mais que l'entité visée n'a pas pu en établir la cause, l'obligation de mener au moins une activité d'enquête à tous les deux trimestres civils commence ; cette obligation prescrite à l'exigence E4 est reconduite à chaque période. Lorsque les activités d'enquête de l'entité visée établissent la cause du *fonctionnement incorrect* ou que l'entité visée présente une déclaration indiquant que la cause demeure inconnue, l'entité visée satisfait à l'exigence E4.

Le délai prescrit à l'exigence E5 commence dès la découverte initiale d'une cause du *fonctionnement incorrect*. L'entité visée dispose alors de 60 jours civils pour procéder à une des deux démarches indiquées à l'exigence E5 (*plan d'actions correctives* ou déclaration) afin de satisfaire à cette exigence.

Le délai relatif à l'exigence E6 est déterminé par les activités et le calendrier du *plan d'actions correctives*. Les échéances du *plan d'actions correctives* peuvent changer à l'occasion, et l'entité visée doit alors mettre à jour son calendrier selon ces changements.

Les délais prescrits dans les exigences ont été établis de manière à accorder un temps raisonnable pour satisfaire à chaque exigence. Cela dit, il est souhaitable de procéder avec diligence afin de maximiser l'efficacité des différentes étapes du processus (détection des *fonctionnements incorrects*, notification des autres propriétaires de *système de protection*, recherche des causes et mise en œuvre des correctifs), et afin d'éviter que des informations importantes ne deviennent à la longue impossibles à retracer.

Exigence E1

Cette exigence demande que l'on examine chaque déclenchement de dispositif de coupure du *BES* afin de déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*. Comme le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* assure habituellement la surveillance et le suivi des déclenchements de ses dispositifs, c'est à lui que revient logiquement la tâche initiale de déterminer les *fonctionnements incorrects* de *systèmes de protection d'éléments* du *BES*. Un examen est exigé : 1) si le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* a été causé par l'action d'un *système de protection*, ou encore par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité d'un *système de protection* à intervenir ; 2) si le propriétaire possède ne serait-ce qu'une partie des composants du *système de protection* ; et 3) si le propriétaire a déterminé que le déclenchement de son dispositif de coupure a été causé par un ou plusieurs de ses composants

de *système de protection* ou par une intervention manuelle en réponse à l'incapacité de son système de protection à intervenir.

Comme la plupart des *fonctionnements incorrects* entraînent le déclenchement d'un ou de plusieurs dispositifs de coupure du *BES*, ces déclenchements doivent donner lieu à un examen afin que soit détecté tout *fonctionnement incorrect*. Si un *élément* est mis hors circuit manuellement en réponse à un non-fonctionnement, cet isolement manuel entraîne l'obligation de déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect*.

Exemple E1a : Défaillance d'un relais de perte de champ d'un groupe de production, qui amène un opérateur à commander manuellement la mise hors circuit du groupe.

L'intervention manuelle est l'indice d'un *fonctionnement incorrect* possible ; le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* doit donc faire enquête.

Dans un cas où un dispositif de coupure du *BES* ne s'est pas déclenché, ce qui a nécessité l'élimination télécommandée du défaut en raison du non-fonctionnement d'un *système de protection combiné*, le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* est quand même tenu de faire enquête selon l'exigence E1. Cependant, si le propriétaire du dispositif de coupure du *BES* détermine que son composant de *système de protection* est intervenu à titre de protection de réserve pour une condition touchant un élément du *BES* d'une autre entité, l'alinéa 2.2 de l'exigence E2 oblige le propriétaire à en aviser le ou les autres propriétaires de *système de protection* concernés.

Un *système de protection* est constitué de nombreux composants, lesquels peuvent appartenir à différentes entités. Par exemple, un *propriétaire d'installation de production* peut posséder un transformateur de courant qui envoie un signal à un relais différentiel d'un *propriétaire d'installation de transport*. Tous ces composants et bien d'autres font partie d'un *système de protection*. Tous les propriétaires sont censés communiquer entre eux et partager l'information sans restriction, de sorte que les *fonctionnements* de *système de protection* puissent être analysés, les *fonctionnements incorrects* détectés et les actions correctives mises en œuvre.

Il est souhaité que chaque entité fasse preuve de jugement lorsqu'elle détermine si le fonctionnement d'un *système de protection* répond à la définition de *fonctionnement incorrect*, sans égard au degré de propriété. Pour déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes de télésurveillance et d'acquisition de données (SCADA) ou des appareils de surveillance des perturbations. Le but visé est qu'un fonctionnement soit classé comme incorrect si l'information disponible mène à cette conclusion ; dans bien des cas, il ne sera pas nécessaire d'exploiter toutes les données disponibles pour déterminer s'il y a ou non *fonctionnement incorrect*. La norme permet aussi à une entité, dans le doute, de conclure à un *fonctionnement incorrect*. L'entité peut décider de considérer qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* pour satisfaire à l'exigence E1, puis continuer d'enquêter sur la cause de ce *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E4. Si l'enquête n'est pas concluante, l'entité peut déclarer qu'aucune cause n'a été découverte et mettre fin à l'enquête. L'entité

dispose de 120 jours civils à compter de la date du déclenchement de son dispositif de coupure du *BES* pour déterminer si un de ses composants de *système de protection* a causé un *fonctionnement incorrect*.

L'analyse du fonctionnement du *système de protection* peut être documentée par différents moyens (rapport, base de données, feuille de chiffrier, liste, etc.). La documentation peut être organisée de diverses façons, par exemple par dispositif de coupure du *BES*, par *élément* protégé ou par *système de protection combiné*.

Des fonctionnements répétés qui surviennent pendant une même séquence de réenclenchement de ligne n'ont pas à être considérés séparément dans le cadre de l'exigence E1. Ainsi, des fonctionnements incorrects qui se répètent dans une même période de 24 heures ne nécessitent pas de signalements individuels selon l'exigence E1. Cela concorde avec le document *Misoperations Report*⁷ de la NERC :

« Afin d'éviter de fausser les données avec ces événements répétés, le comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC devrait clarifier, dans le prochain compte rendu annuel sur le modèle de signalement des fonctionnements incorrects, que tous les fonctionnements incorrects causés par un même équipement dans une période de 24 heures et ayant une même cause doivent être consignés comme un seul fonctionnement incorrect. »

Voici un exemple de condition qui ne constitue pas un *fonctionnement incorrect*.

Exemple E1b : Un défaut impédant survient dans un transformateur. Le déclencheur à pression soudaine détecte ce défaut et se déclenche, mais le relais différentiel ne se déclenche pas en raison du faible courant de défaut. Il ne s'agit pas d'un *fonctionnement incorrect*, car le *système de protection combiné* n'avait pas à intervenir puisque le défaut a été éliminé par le déclencheur à pression soudaine.

Exigence E2

L'exigence E2 concerne la notification des entités qui ont un rôle à jouer dans la détermination des *fonctionnements incorrects*, mais qui ne sont pas visées par l'exigence E1. Dans le cas d'une propriété partagée entre plusieurs entités, l'entité qui possède le dispositif de coupure du *BES* qui s'est déclenché est censée faire preuve de jugement pour déterminer les fonctionnements de *système de protection* qui répondent à la définition de *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E1 ; cependant, si l'entité qui possède un dispositif de coupure du *BES* détermine que son ou ses composants de *système de protection* n'ont pas causé le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* ou si elle est incapable de le déterminer, elle doit notifier le ou les autres propriétaires de *système de protection* qui partagent la responsabilité de déterminer le *fonctionnement incorrect* lorsque les critères de l'exigence E2 sont remplis.

7. *Misoperations Report*. Groupe de travail sur les fonctionnements incorrects des systèmes de protection de la NERC. 1^{er} avril 2013. http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF_Report.pdf. Section *Reporting Multiple Occurrences*, p. 37 de 40.

Cette exigence n'empêche en rien les propriétaires de *système de protection* de communiquer entre eux initialement et de travailler ensemble à déterminer s'il y a eu *fonctionnement incorrect* et, si oui, à en rechercher la cause. Le propriétaire de dispositif de coupure du *BES* est tenu d'aviser officiellement les autres propriétaires seulement : 1) s'il partage la propriété du *système de protection combiné* avec d'autres propriétaires ; 2) s'il a déterminé qu'il y a eu *fonctionnement incorrect*, ou ne peut pas exclure cette possibilité ; et 3) s'il a déterminé que son ou ses composants de *système de protection* n'ont pas causé le *fonctionnement incorrect*, ou n'en est pas certain. Le fait d'aviser officiellement les autres propriétaires sans avoir d'abord fait un examen préliminaire risque d'imposer inutilement à ces propriétaires les obligations de conformité de l'exigence E3 et d'accaparer des ressources précieuses, sans apporter grand-chose à la fiabilité. Le propriétaire de dispositif de coupure du *BES* doit aviser officiellement les autres propriétaires au moment opportun, en tenant compte du délai prescrit.

Voici un exemple de notification faite à un autre propriétaire de *système de protection* :

Exemple E2a : « Les disjoncteurs A et B du poste Charlie ont été déclenchés par un système de relais à blocage par comparaison directionnelle (DCB) le 3 mars 2014 à 15 h 43 UTC pendant un *défaut* externe. Comme il a été expliqué la semaine dernière, le registre des défauts indique qu'un problème sur votre équipement (échec de transmission) a entraîné le déclenchement. »

Exemple E2b : Un disjoncteur de groupe de production s'est déclenché dès la synchronisation au réseau à cause d'un *fonctionnement incorrect* de sa protection contre les surintensités. Le disjoncteur du groupe de production à 230 kV qui s'est déclenché appartient au *propriétaire d'installation de transport*. En tant que propriétaire du dispositif de coupure du *BES*, le *propriétaire d'installation de transport* détermine d'abord que ses composants de *système de protection* ne sont pas la cause du *fonctionnement incorrect*, puis avise le *propriétaire d'installation de production* ; celui-ci fait enquête et conclut que ce sont ses composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect*. En tant que propriétaire des composants de *système de protection* qui ont causé le *fonctionnement incorrect*, c'est donc au *propriétaire d'installation de production* qu'il incombe d'élaborer et de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives*.

Les critères de notification de l'alinéa 2.1.1 de l'exigence E2 ne s'appliquent pas nécessairement dans le cas d'un *système de protection combiné* dont la propriété est partagée entre différentes entités fonctionnelles au sein de la même entité inscrite au Registre. Par exemple, si le même groupe d'employés d'une entité inscrite au Registre est chargé de déterminer s'il y a *fonctionnement incorrect* à la fois pour les fonctions de *propriétaire d'installation de production* et de *propriétaire d'installation de transport*, la détermination du *fonctionnement incorrect* est entièrement couverte par l'exigence E1 et une notification n'est alors pas nécessaire. Cependant, si la détermination du *fonctionnement incorrect* est confiée à des groupes différents, une notification est nécessaire puisque ce cas n'est pas nécessairement couvert par l'exigence E1.

Exemple E2c : Le *système de protection combiné* de la ligne A (appartenant à l'entité 1) ne s'est pas déclenché sur un *défaut* interne. En conséquence, la zone 3 du *système de protection combiné* de la ligne B (appartenant à l'entité 2) et la zone 3 du *système de protection combiné* de la de ligne C (appartenant à l'entité 3) sont intervenues pour éliminer le *défaut*. Les entités 2 et 3 avisent l'entité 1 du fonctionnement de la protection éloignée de zone 3.

Dans le cas où un dispositif de coupure du *BES* se déclenche en tant que protection de réserve d'un élément hors *BES*, l'entité qui fait enquête n'est pas tenue d'aviser les autres propriétaires de *système de protection* relativement aux éléments hors *BES*. Une notification n'est pas exigée parce que la présente norme de fiabilité ne s'applique pas aux *systèmes de protection* d'éléments hors *BES*.

Exigence E3

Dans le contexte de l'exigence E3, l'entité qui partage la propriété d'un *système de protection combiné* et qui reçoit une notification doit faire preuve de jugement pour déterminer si le fonctionnement d'un *système de protection* constituait un *fonctionnement incorrect*. Pour déterminer s'il y a eu ou non *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes SCADA et des appareils de surveillance des perturbations, ainsi que l'information fournie par d'autres propriétaires. Le but visé est qu'un fonctionnement soit classé comme incorrect si l'information disponible mène à cette conclusion ; dans bien des cas, il ne sera pas nécessaire d'exploiter toutes les données disponibles pour déterminer s'il y a ou non *fonctionnement incorrect*. La norme permet aussi à une entité, dans le doute, de conclure à un *fonctionnement incorrect*. L'entité peut décider de considérer qu'il y a eu *fonctionnement incorrect* pour satisfaire à l'exigence E1, puis continuer d'enquêter sur la cause de ce *fonctionnement incorrect* selon l'exigence E4. Si l'enquête n'est pas concluante, l'entité peut déclarer qu'aucune cause n'a été découverte et mettre fin à l'enquête.

L'entité qui reçoit une notification du propriétaire de dispositif de coupure du *BES* dispose de 60 jours civils à compter de la notification ou de 120 jours civils après le déclenchement du dispositif de coupure du *BES* (selon l'échéance la plus tardive) pour déterminer si l'intervention du système de protection a été causée par sa partie du *système de protection combiné*. Il est souhaité, dans la plupart des cas de *système de protection* en copropriété, que l'entité chargée de la notification communique de manière précoce avec les autres propriétaires. Ainsi, le délai plus court de 60 jours civils n'entre-t-il en jeu que si la notification tombe dans la deuxième moitié du délai de 120 jours civils accordé au propriétaire du dispositif de coupure du *BES* selon l'exigence E1.

L'examen du *système de protection* peut être organisé de différentes manières et prendre plusieurs formes (rapport, base de données, feuille de chiffrier, liste, etc.). La documentation peut être organisée de diverses façons, par exemple par dispositif de coupure du *BES*, par *élément* protégé ou par *système de protection combiné*. La notification reçue du propriétaire du dispositif de coupure du *BES* peut être documentée par différents moyens (courriel, télécopie, etc.).

Exigence E4

L'entité visée par l'exigence E4, qu'il s'agisse du propriétaire du dispositif de coupure du *BES* ou d'une entité qui a reçu une notification, est censée enquêter avec diligence pour découvrir la ou les causes d'un *fonctionnement incorrect* dans sa portion du *système de protection combiné*. Les experts de l'équipe de rédaction savent que dans certains cas, la cause d'un *fonctionnement incorrect* ne sera pas découverte pendant les délais spécifiés aux exigences E1 ou E3 ; c'est pourquoi l'exigence E4 prévoit un mécanisme qui permet à l'entité de poursuivre ses recherches sur l'origine du *fonctionnement incorrect*.

Pour déterminer la cause du *fonctionnement incorrect*, on utilisera généralement une combinaison d'informations à partir de ressources comme des compteurs, des indicateurs de relais, des systèmes SCADA, des appareils de surveillance des perturbations, des résultats d'essais et des études. Au moins une activité d'enquête doit être menée à tous les deux trimestres civils jusqu'à ce que l'enquête prenne fin.

Voici un exemple d'activités d'enquête visant à découvrir la cause d'un *fonctionnement incorrect* :

Exemple E4a : Un *fonctionnement incorrect* est déterminé le 18 mars 2014. Le 24 mars 2014, un retrait de ligne pour mise à l'essai du *système de protection* est programmé (première activité d'enquête) pour le 15 décembre 2014 (au-delà du premier cycle de deux trimestres civils suivants), en raison des conditions de pointe estivale. L'ingénieur en protection s'adresse au fabricant le 10 avril 2014 (pendant le premier cycle de deux trimestres civils) afin de s'informer sur les problèmes antérieurs. L'ingénieur examine les documents du fabricant le 27 mai 2014. Le retrait de ligne est confirmé le 29 août 2014 et est exécuté le 15 décembre 2014. Les essais ont lieu le 16 décembre 2014 (pendant le deuxième cycle de deux trimestres civils) et amènent à conclure qu'un relais à microprocesseur est la cause du *fonctionnement incorrect*. Un *plan d'actions correctives* visant à remplacer le relais est en cours d'élaboration.

Le recours à des activités périodiques allège le fardeau de conformité et stimule l'entité à rechercher la ou les causes du *fonctionnement incorrect* par l'analyse d'indices mesurables. Les experts de l'équipe de rédaction comprennent que certaines enquêtes peuvent s'étendre sur des mois ou même des années ; c'est pourquoi l'exigence minimale imposée à l'entité est une activité d'enquête à tous les deux trimestres civils. Si une activité d'enquête est menée au cours du premier trimestre d'une année civile, l'activité suivante doit l'être avant la fin du troisième trimestre civil ; si une activité d'enquête est effectuée pendant le dernier trimestre d'une année civile, l'activité suivante doit l'être avant la fin du deuxième trimestre de l'année civile suivante. Exemples d'activités d'enquête : examiner des relevés de surveillance des perturbations, effectuer ou consulter des études, faire l'étalonnage ou l'essai de relais, s'informer auprès du fabricant, demander un retrait ou confirmer un calendrier.

L'enquête se termine lorsque l'entité découvre la cause du *fonctionnement incorrect*, ou encore si elle présente une déclaration indiquant que la cause reste introuvable. Il arrive en effet que tous les moyens d'enquête soient épuisés sans donner d'indication sur une cause possible du *fonctionnement incorrect*.

Historiquement, environ 12 % des *fonctionnements incorrects* ont une cause inconnue ou restent inexplicables⁸.

L'entité est tenue de documenter uniquement les activités d'enquête visant à déterminer la cause d'un *fonctionnement incorrect*. Toutefois, elle aurait sans doute avantage à consigner de façon systématique ses activités et ses résultats d'enquête (rapport, base de données, etc.). Des résultats bien documentés peuvent s'avérer utiles pour des enquêtes ultérieures sur des événements ou des circonstances semblables ; on pourra y trouver une description détaillée de l'événement, divers renseignements recueillis, la description des recherches, les constatations, les causes possibles, les causes confirmées et les conclusions. Des copropriétaires d'un *système de protection combiné* pourraient envisager de travailler ensemble à produire un rapport commun, ce qui serait à l'avantage de tous.

Voici des exemples de déclaration d'incapacité à découvrir la cause d'un *fonctionnement incorrect* :

Exemple E4b : Un *fonctionnement incorrect* a été déterminé le 11 avril 2014. Tous les relais des postes A et B ont fonctionné correctement lors des essais du 26 août 2014 (première activité d'enquête). Le système à courant porteur a fonctionné correctement pendant les essais du 27 août 2014. L'équipement de couplage du courant porteur a fonctionné correctement pendant les essais du 28 août 2014. Un examen des réglages de relais effectué le 3 septembre 2014 n'a révélé aucune anomalie. Étant donné que l'équipement en cause dans le déclenchement a fonctionné correctement pendant les essais, que les réglages ont été vérifiés et jugés corrects et que l'équipement aux postes A et B est déjà surveillé, l'enquête a été close faute d'indications quant à la cause possible.

Exemple E4c : Un *fonctionnement incorrect* a été déterminé le 22 mars 2014. Le *système de protection* a été remplacé avant que la cause ait pu être découverte. La protection à liaison par courant porteur a été remplacée par une protection à fibre optique, qui est entrée en service le 16 avril 2014. Le nouveau système sera surveillé afin que soit détectée toute récurrence du *fonctionnement incorrect*.

Exigence E5

Il importe de corriger les causes des *fonctionnements incorrects* des *systèmes de protection* de manière à prévenir toute récurrence et d'ainsi renforcer la fiabilité du BES. Le *plan d'actions correctives* est un outil bien établi pour résoudre les problèmes opérationnels. Le glossaire de la NERC définit un *plan d'actions correctives* comme une « *liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier* ». Puisqu'un *plan d'actions correctives* s'articule autour d'un problème particulier, il faut d'abord avoir découvert la cause du *fonctionnement incorrect*. Lorsque cette cause a été établie dans le cadre de l'exigence E1, E3 ou E4, l'exigence E5 demande aux propriétaires

8. *Misoperations Report*. Sous-comité sur la protection et la surveillance du réseau de la NERC. 1^{er} avril 2013. http://www.nerc.com/docs/pc/psmtf/PSMTF_Report.pdf. Figure 15, *NERC Wide Misoperations by Cause Code*, p. 22 de 40.

du système de protection d'élaborer un *plan d'actions correctives*, ou à défaut, d'expliquer pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du BES. L'entité doit élaborer le *plan d'actions correctives*, ou encore présenter une déclaration expliquant pourquoi d'autres actions échappent à sa capacité d'intervention ou n'amélioreraient pas la fiabilité du BES et qu'aucune autre action corrective n'est prévue, dans un délai de 60 jours civils après la découverte initiale d'une cause.

Les experts techniques de l'équipe de rédaction savent que plusieurs causes peuvent se combiner pour entraîner un *fonctionnement incorrect*. Dans un tel cas, le *plan d'actions correctives* doit présenter un correctif pour chacune des causes connues. On peut réviser le *plan d'actions correctives* si l'on découvre des causes supplémentaires ; en fait, l'entité a le choix de créer un ou plusieurs *plans d'actions correctives* pour corriger des causes combinées d'un *fonctionnement incorrect*. La période de 60 jours civils pour l'élaboration du *plan d'actions correctives* (ou de la déclaration) est établie d'après l'expérience de l'industrie ; elle comprend les délais de coordination opérationnelle, l'étude de solutions de rechange, la coordination des ressources et l'élaboration du calendrier.

L'élaboration d'un *plan d'actions correctives* consiste à documenter les opérations nécessaires pour prévenir toute récurrence du *fonctionnement incorrect*, le calendrier d'exécution de ces opérations, ainsi qu'une évaluation de l'applicabilité du *plan d'actions correctives* à d'autres systèmes de protection de l'entité, y compris dans d'autres emplacements. L'évaluation de l'applicabilité à d'autres systèmes de protection vise à réduire le risque et la probabilité de *fonctionnements incorrects* semblables dans ces systèmes. Il revient au propriétaire du système de protection de déterminer l'étendue de son évaluation concernant d'autres systèmes de protection et emplacements. Cette évaluation peut amener le propriétaire à intervenir sur des systèmes de protection dans d'autres emplacements, ou à exposer le raisonnement qui lui fait décider de ne pas intervenir. Le *plan d'actions correctives* et l'évaluation de son applicabilité à d'autres systèmes de protection, y compris dans d'autres emplacements, sont obligatoires en vertu de l'exigence E5.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* imputable à un relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais, ainsi qu'une évaluation de cette cause dans des emplacements semblables qui amène à conclure que le remplacement du condensateur à ces emplacements n'est pas nécessaire.

L'exécution de chacun des *plans d'actions correctives* des exemples E5a à E5d est décrite aux exemples E6a à E6d.

Exemple E5a : Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1^{er} juillet 2014.

Applicabilité aux autres systèmes de protection – Ce type de relais d'impédance n'est pas connu comme étant problématique ; en outre, on le remplace systématiquement par des relais à microprocesseur au fur et à mesure de la modernisation des systèmes de protection.

On conclut donc qu'un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs dans ce type de relais d'impédance n'est pas nécessaire.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais ; dans ce cas, l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables amène à conclure au besoin de remplacer préventivement tous les condensateurs.

Exemple E5b : Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1^{er} juillet 2014.

Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – On soupçonne que ce type de relais d'impédance est la cause de déclenchements antérieurs dans d'autres emplacements en raison de la même défektivité de condensateur. À partir de l'évaluation, il est décidé d'élaborer au plus tard le 1^{er} décembre 2014 un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs dans ce type de relais d'impédance.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais qui a appliqué un signal de déclenchement continu en raison d'un condensateur défectueux dans le relais ; dans ce cas également, l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables amène à conclure au besoin de remplacer préventivement tous les condensateurs.

Exemple E5c : Actions – Retirer le relais du service. Remplacer le condensateur du relais. Mettre à l'essai le relais. Remettre le relais en service ou le remplacer au plus tard le 1^{er} juillet 2014.

Applicabilité aux autres *systèmes de protection* – On soupçonne que ce type de relais d'impédance est la cause de déclenchements antérieurs dans d'autres emplacements en raison de la même défektivité de condensateur. À partir de l'évaluation, il est décidé de remplacer préventivement les condensateurs dans ce type de relais d'impédance aux postes A à I, avec échéance le 30 avril 2015.

Un plan est en cours d'élaboration pour remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes A, B et C, avec échéance le 1^{er} septembre 2014. Un deuxième plan est en cours d'élaboration pour remplacer les condensateurs des relais d'impédance aux postes D, E et F, avec échéance le 1^{er} novembre 2014. Le dernier plan vise à remplacer les condensateurs de relais d'impédance aux postes G, H et I, avec échéance le 1^{er} février 2015.

L'exemple suivant décrit un *plan d'actions correctives* pour un *fonctionnement incorrect* de relais attribuable à une erreur dans la version 2 de son microprogramme ; l'évaluation de cette cause dans des emplacements semblables conclut que le microprogramme nécessite l'application préventive d'un correctif.

Exemple E5d : Actions – Fournir au fabricant le dossier de défautuosité. Installer une version à jour du microprogramme, sous réserve de la réponse du fabricant, au plus tard le 1^{er} octobre 2014.

Applicabilité à d'autres *systèmes de protection* – D'après l'examen d'autres emplacements et l'évaluation des risques, on décide d'installer la nouvelle version 3 du microprogramme dans tous les emplacements qui ont encore la version 2, ce qui représente douze relais dans l'ensemble du réseau. La date d'achèvement proposée est le 31 décembre 2014.

Voici des exemples de situations où l'on présente une déclaration indiquant que d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*, et qu'aucune autre action corrective n'est prévue.

Exemple E5e : La cause du *fonctionnement incorrect* réside chez le fournisseur de communications d'une entité non inscrite au Registre.

Exemple E5f : La cause du *fonctionnement incorrect* réside chez un client industriel raccordé à une prise de transformateur de transport qui a amorcé un télédéclenchement direct d'un disjoncteur de transport d'une entité inscrite au Registre.

Si la cause d'un *fonctionnement incorrect* réside dans une entité extérieure non inscrite au Registre, l'influence qu'on peut exercer sur cette entité extérieure est limitée et on peut en conclure que d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention.

Voici des exemples de déclarations qui expliquent pourquoi d'éventuelles actions correctives n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES*.

Exemple E5g : L'enquête révèle que le fonctionnement incorrect est dû à des transitoires associés à la mise sous tension du transformateur ABC au poste Y. Des études indiquent qu'en désensibilisant le relais à ces transitoires, on risquerait de nuire au fonctionnement normal du relais pendant des oscillations dans le réseau électrique.

Exemple E5h : Par suite d'une manœuvre ayant entraîné l'îlotage d'une partie du réseau électrique, le circuit XYZ à l'intérieur de l'îlot a été mis hors tension par un disjoncteur, d'où une perte de charge à l'intérieur de l'îlot. L'enquête subséquente révèle qu'une surfréquence a persisté après l'îlotage, entraînant le fonctionnement du relais de protection de la ligne XYZ. Comme ce relais a été sollicité à l'extérieur de sa plage de fréquence nominale et qu'il ne serait pas soumis à cette condition lorsque la ligne XYZ fonctionne normalement en étant raccordée au *BES*, aucune action corrective n'est adoptée car cela n'améliorerait en rien la fiabilité du *BES*.

Exemple E5i : Pendant une importante tempête de verglas, quatre circuits sur six ont été coupés au poste A. Après la perte de ces circuits, un câble de garde s'est rompu près du poste A sur la ligne AB (entre les postes A et B), entraînant un *défaut* phase-phase. Le dispositif de protection utilisé pour ces groupes de protection est de type POTT (à portée

étendue et à autorisation). La protection de la ligne AB au poste B s'est déclenchée avec temporisation pour cet événement (fonctionnement lent sur *défaut*), bien que cette ligne ait été désignée comme nécessitant une élimination rapide du défaut. Une situation de faible alimentation a été créée au poste A en raison de la perte de quatre circuits de transport, ce qui a entraîné l'absence de signal permissif sur la ligne AB à partir du poste A pendant ce défaut. Aucune action corrective ne sera entreprise pour ce *fonctionnement incorrect*, car même en conditions de contingence simple, l'alimentation est normalement suffisante au poste A pour transmettre un signal permissif adéquat au poste B. Un changement au *système de protection* afin de tenir compte d'une telle situation n'améliorerait pas la fiabilité du *BES*.

La déclaration expliquant pourquoi d'éventuelles actions correctives échappent à la capacité d'intervention de l'entité ou n'amélioreraient pas la fiabilité du *BES* doit décrire la cause du *fonctionnement incorrect* et justifier de l'absence d'action corrective. En outre, le recours à une déclaration indiquant qu'aucune autre action corrective n'est prévue doit demeurer peu fréquent.

Exigence E6

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme, qui est de détecter les *fonctionnements incorrects* des *systèmes de protection* des *éléments* du *BES* puis d'en corriger les causes, l'entité responsable est tenue de mettre en œuvre un *plan d'actions correctives*, axé sur le ou les problèmes ayant causé le *fonctionnement incorrect*, jusqu'à son achèvement. Les propriétaires de *système de protection*, tout au long de la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, sont tenus de le mettre à jour en cas de changement dans les activités ou le calendrier. Cet objectif vise à réduire la récurrence de *fonctionnements incorrects* de nature semblable afin de renforcer la fiabilité du *BES* et de réduire le plus possible les risques.

Voici un exemple de mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un *fonctionnement incorrect* de relais qui appliquait un signal de déclenchement continu (se reporter à l'exemple E5a).

Exemple E6a : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 25 juin 2014.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un *fonctionnement incorrect* de relais qui appliquait un signal de déclenchement continu ; le plan comprend la correction de la défektivité ainsi qu'un programme de remplacement systématique (se reporter à l'exemple E5b).

Exemple E6b : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Un programme de remplacement préventif systématique des condensateurs de ce type de relais d'impédance est établi le 28 octobre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 28 octobre 2014.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* visant un relais défectueux, avec des interventions préventives touchant des installations semblables, et qui comporte un changement de calendrier (se reporter à l'exemple E5c).

Exemple E6c : Actions – Le relais d'impédance est retiré du service le 2 juin 2014 parce qu'il applique un signal de déclenchement continu. On découvre un condensateur défectueux dans le relais d'impédance et on le remplace. Le relais d'impédance fonctionne correctement pendant les essais après le remplacement du condensateur ; il est remis en service le 5 juin 2014.

Le remplacement des condensateurs de relais d'impédance a été achevé aux postes A, B et C le 16 août 2014. Le même remplacement a été mené à bien aux postes D, E et F le 24 octobre 2014. Le même remplacement aux postes G, H et I, prévu pour le 1^{er} février 2015, a été reporté au 1^{er} avril 2015 en raison d'une réaffectation de ressources ; il a été achevé le 9 mars 2015. Tous les postes indiqués dans l'évaluation ont été visités. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 9 mars 2015.

L'exemple suivant décrit la mise en œuvre d'un plan d'actions correctives concernant un problème de microprogramme, avec des interventions préventives touchant des installations semblables, et qui comporte un changement de calendrier (se reporter à l'exemple E5d).

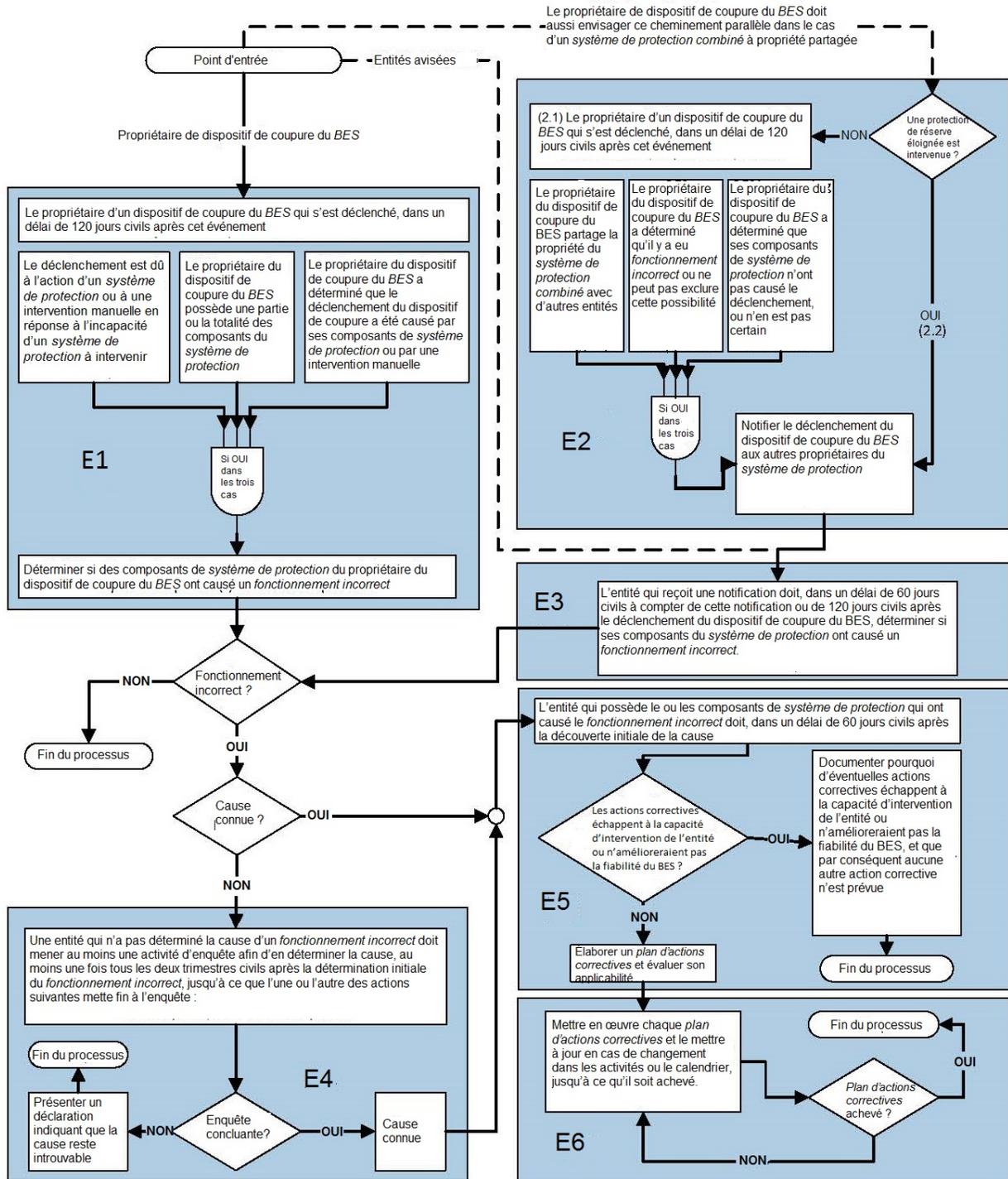
Exemple E6d : Actions – Le dossier de défektivité est fourni au fabricant le 4 juin 2014. Le fabricant répond que le *fonctionnement incorrect* est dû à une erreur dans la version 2 du microprogramme, et recommande d'installer la version 3. Celle-ci est installée le 12 août 2014.

La version 3 du microprogramme est installée pour neuf des douze relais le 23 septembre 2014. Le fabricant fournit par la suite une mise à jour qui est jugée bénéfique pour les autres relais. Les trois autres relais sur les douze désignés comme ayant la version 2 du microprogramme sont mis à jour à la version 3.01 du microprogramme le 10 novembre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé le 10 novembre 2014.

Le *plan d'actions correctives* est achevé lorsque toutes les activités qui y sont inscrites ont été exécutées.

Schéma de déroulement : Voici une représentation visuelle des relations entre les exigences :



Justification

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

Justification de la section Introduction :

Les seules modifications apportées à la version de la norme PRC-004-4 concernent la section 4.2, Installations ; elles visent à clarifier l'applicabilité des exigences de la norme aux *installations* de production. Ces modifications visent à apporter des éclaircissements et à assurer une application uniforme des exigences aux *installations* de production du *BES* qui font partie du *BES* en vertu de l'inclusion I4 sur les ressources de production décentralisées.

Les *fonctionnements incorrects* qui surviennent dans les *systèmes de protection* de ressources de production désignées dans l'inclusion I4 de la définition du *BES* n'ont pas d'impact sérieux sur la fiabilité du *BES* lorsqu'on les considère individuellement ; cependant, la capacité globale de ces ressources de production serait suffisante pour nuire à la fiabilité du *BES* si plusieurs *systèmes de protection* de ces ressources se déclenchaient de façon intempestive ou ne fonctionnaient pas comme prévu lors d'un événement dans le réseau. Afin de tenir compte du potentiel des *systèmes de protection* de ressources de production individuelles de nuire à la fiabilité du *BES*, la sous-section 4.2.1.5 de la section Installations spécifie un seuil qui concorde avec la définition modifiée du *BES*. Se reporter à l'ordonnance de la FERC approuvant la définition modifiée, dossier n° RD14-2-000, page 20. La sous-section 4.2.1.5 de la section Installations vise à exempter de la norme ces *systèmes de protection* dans des scénarios de « défaillance de mode commun » qui touchent une capacité de production globale ne dépassant pas 75 MVA dans les installations de production décentralisées.

Norme PRC-004-5(i) — Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

Annexe QC-PRC-004-5(i)

Dispositions particulières de la norme PRC-004-5(i) 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 :** Détection et correction des fonctionnement incorrects dans les systèmes de protection

2. **Numéro :** PRC-004-5(i)

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau «bulk» (BPS).

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 d'entrée en vigueur proposée de la norme et de l'annexe au Québec : 2 avril 2017.

Les normes PRC-004-5(i), PRC-010-2 et EOP-011-1 doivent être mises en vigueur simultanément. Cette norme doit être mise en vigueur en même temps que ~~la~~ l'ajout du terme « système de protection combiné » et la modification ~~du~~ des termes de glossaire « plan de défense » et « fonctionnement incorrect ».

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

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

1.1. ~~R~~ Responsable des mesures pour assurer la conformité ~~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** d'évaluation de la conformité de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.4. **Autres informations sur la conformité**

Aucune disposition particulière

Norme PRC-004-5(i) — Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

Annexe QC-PRC-004-5(i)

Dispositions particulières de la norme PRC-004-5(i) applicables au Québec

Norme PRC-004-5(i) — Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection

Annexe QC-PRC-004-5(i)

Dispositions particulières de la norme PRC-004-5(i) applicables au Québec

D. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Interprétations

Aucune disposition particulière

G. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissement et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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

A. Introduction

1. **Titre :** Délestage de charge en sous-tension
2. **Numéro :** PRC-010-2
3. **Objet :** Établir une démarche intégrée et coordonnée pour la conception, l'évaluation et l'exécution fiable des *programmes de délestage de charge en sous-tension* (*programmes de DST*).
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Coordonnateur de la planification*
 - 4.1.2 *Planificateur de réseau de transport*
 - 4.1.3 Entités de délestage de charge en sous-tension (entités DST) – *Distributeurs et propriétaires d'installation de transport* responsables de la propriété, de l'exploitation ou du contrôle de l'équipement de DST conformément au programme de DST élaboré par le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre du projet 2008-02.2.:

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui élabore un *programme de DST* doit évaluer son efficacité, puis transmettre les spécifications et le calendrier de mise en œuvre de ce programme aux entités DST chargées de le mettre en œuvre. L'évaluation doit comprendre notamment des études et analyses qui démontrent : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]*
 - 1.1. que la mise en œuvre du *programme de DST* remédie aux problèmes de sous-tension qui ont motivé son élaboration et sa conception ;
 - 1.2. que le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle, y compris la protection de lignes de transport, le réenclenchement automatique, les *plans de défense* et d'autres programmes de délestage de charge liés à la sous-tension.

- M1.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : études, analyses, rapports ou autres documents datés décrivant l'efficacité du programme de DST, et communications datées attestant que les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* ont été transmis aux entités DST.
- E2.** Chaque entité DST doit respecter les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* élaboré selon l'exigence E1 par son *coordonnateur de la planification* ou son *planificateur de réseau de transport*, et doit faire de même pour tout *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E5.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- M2.** Les pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant l'exécution des actions, et peuvent comprendre notamment des documents indiquant les équipements protégés par des relais de DST, les réglages de relais de DST ou le sommaire des charges associées, des enregistrements provenant de systèmes de gestion du travail, des ordres de travail et des dossiers d'entretien.
- E3.** Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* doit effectuer une évaluation complète de l'efficacité de chacun de ses *programmes de DST* au moins une fois tous les 60 mois civils. Chaque évaluation doit comprendre notamment des études et analyses qui déterminent si :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- 3.1.** le *programme de DST* remédie aux problèmes de sous-tension pour lesquels il a été conçu ;
- 3.2.** le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle, y compris la protection de lignes de transport, le réenclenchement automatique, les *plans de défense* et d'autres programmes de délestage de charge liés à la sous-tension.
- M3.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : rapports ou autres documents datés décrivant l'évaluation du *programme de DST*.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* doit, dans les 12 mois civils suivant un événement ayant entraîné une excursion de tension pour laquelle son *programme de DST* a été conçu, effectuer une évaluation afin de déterminer :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 4.1.** si son *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension associés à cet événement ;
- 4.2.** le comportement (fonctionnement ou non-fonctionnement) de l'équipement du *programme de DST*.

- M4.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : données d'événement, rapports d'analyse d'événement ou autres documents datés décrivant l'évaluation du *programme de DST* et de l'équipement connexe.
- E5.** Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui constate des lacunes lors d'une évaluation effectuée selon l'exigence E3 ou E4 doit élaborer un *plan d'actions correctives* visant à éliminer ces lacunes, puis doit transmettre ce *plan d'actions correctives*, avec un calendrier de mise en œuvre, aux entités DST dans un délai de trois mois civils après la fin de l'évaluation.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M5.** Les pièces justificatives doivent comprendre un *plan d'actions correctives* visant les lacunes constatées, et peuvent aussi comprendre notamment des rapports ou autres documents datés venant appuyer le *plan d'actions correctives*. Les pièces justificatives doivent aussi comprendre des communications datées attestant que le *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre ont été transmis aux entités DST.
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* dans la zone duquel un *programme de DST* est en place doit mettre à jour, au moins une fois par année civile, une base de données contenant l'information nécessaire pour la modélisation du ou des *programmes de DST* de sa zone, aux fins des analyses d'événement et des évaluations de *programmes de DST*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M6.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : chiffriers, relevés de base de données ou autres documents datés attestant qu'une base de données sur les *programmes de DST* a été tenue à jour.
- E7.** Chaque entité DST doit fournir à son *coordonnateur de la planification*, dans le format et selon le calendrier spécifiés par celui-ci, des données pour la mise à jour de sa base de données relative au DST.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M7.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, lettres ou autres documents datés attestant que des données ont été dûment fournies au *coordonnateur de la planification*.
- E8.** Chaque *coordonnateur de la planification* dans la zone duquel un *programme de DST* est en place doit fournir sa base de données sur les *programmes de DST* aux autres *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport* au sein de son *Interconnexion*, ainsi qu'à d'autres entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité, dans un délai de 30 jours civils suivant la réception d'une demande écrite.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

- M8.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, lettres ou autres documents datés attestant que la base de données sur les *programmes de DST* a été fournie dans un délai de 30 jours civils suivant la réception d'une demande écrite.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable ~~de la surveillance de l'application des normes~~ des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

Le *coordonnateur de la planification*, le *planificateur de réseau de transport*, le *distributeur* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le CEA leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Toute entité visée doit conserver les pièces justificatives pendant six années civiles.

Si une entité visée 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 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

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.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité visée qui a élaboré le <i>programme de DST</i> n'a pas évalué son efficacité puis transmis les spécifications et le calendrier de mise en œuvre de ce programme aux entités DST, conformément à l'exigence E1, y compris les alinéas 1.1 et 1.2.
E2	Planification à long terme	Élevé	S. O.	S. O.	<p>L'entité visée n'a pas respecté les spécifications du <i>programme de DST</i> conformément à l'exigence E2.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée n'a pas respecté le calendrier de mise en œuvre conformément à l'exigence E2.</p>	L'entité visée n'a respecté ni les spécifications ni le calendrier de mise en œuvre du <i>programme de DST</i> conformément à l'exigence E2.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification à long terme	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité visée n'a pas effectué une évaluation au moins une fois tous les 60 mois civils conformément à l'exigence E3, y compris les alinéas 3.1 et 3.2.
E4	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 12 mois civils et d'au plus 13 mois civils après un événement visé.	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 13 mois civils et d'au plus 14 mois civils après un événement visé.	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 14 mois civils et d'au plus 15 mois civils après un événement visé.	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 15 mois civils après un événement visé. OU L'entité visée n'a pas effectué d'évaluation conformément à l'exigence E4.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité visée a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 15 jours civils.	L'entité visée a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	L'entité visée a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.	L'entité visée a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 45 jours civils. OU L'entité visée n'a pas élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou ne l'a pas transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5.
E6	Planification de l'exploitation	Faible	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU L'entité visée n'a pas mis à jour la base de données

PRC-010-2 – Délestage de charge en sous-tension

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						conformément à l'exigence E6.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	Planification de l'exploitation	Faible	<p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils par rapport au calendrier spécifié.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais ces données n'étaient pas conformes au format spécifié.</p>	<p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils par rapport au calendrier spécifié.</p>	<p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils par rapport au calendrier spécifié.</p>	<p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard de plus de 90 jours civils par rapport au calendrier spécifié.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée n'a pas fourni les données conformément à l'exigence E7.</p>
E8	Planification de l'exploitation	Faible	<p>L'entité visée a fourni sa base de données sur les <i>programmes de DST</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard d'au plus 15 jours civils.</p>	<p>L'entité visée a fourni sa base de données sur les <i>programmes de DST</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 30 jours civils.</p>	<p>L'entité visée a fourni sa base de données sur les <i>programmes de DST</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.</p>	<p>L'entité visée a fourni sa base de données sur les <i>programmes de DST</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 45 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée n'a pas fourni sa base de données sur les <i>programmes de</i></p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						<i>DST</i> conformément à l'exigence E8.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur	
0	7 février 2013	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Retrait de l'exigence E2 et des éléments connexes dans le cadre du projet Paragraphe 81 (projet 2013-02), en attente de l'approbation réglementaire appropriée
1	13 novembre 2014	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2008-02 sur le délestage de charge en sous-tension (DST) et en sous-fréquence (DSF), afin de répondre à une prescription de l'Ordonnance 763 de la FERC.
2	7 mai 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2008-02.2 sur le <i>fonctionnement incorrect</i> du délestage de charge en sous-tension afin d'étendre la norme à l'équipement de DST.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

L'équipe de rédaction présente les commentaires ci-après afin d'explicitier l'esprit de la norme. Cette information vise à renforcer la compréhension des besoins de fiabilité et les attentes liées à chaque exigence, et s'appuie si nécessaire sur des principes techniques et sur l'expérience de l'industrie.

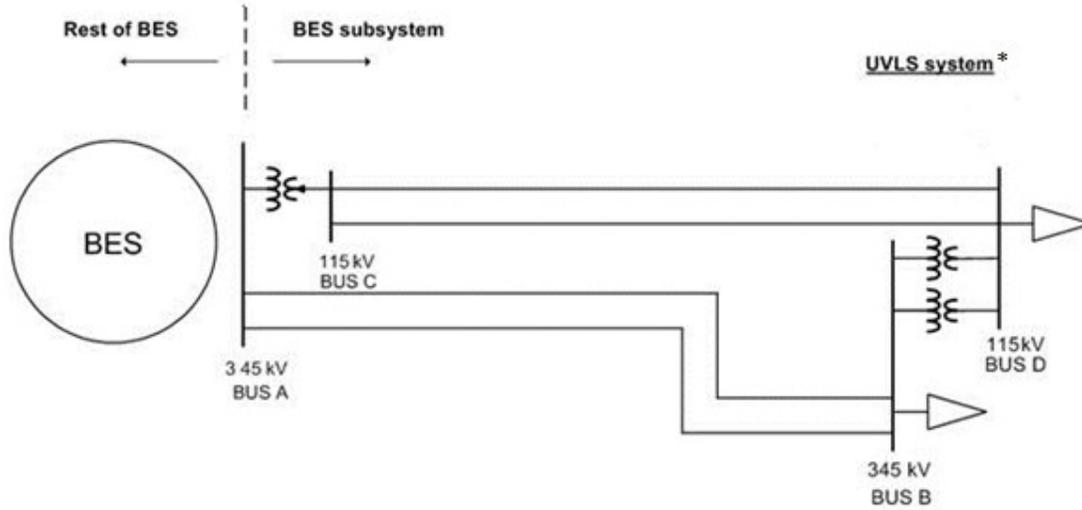
Directives pour la définition de *programme de DST*

La définition du terme *programme de délestage de charge en sous-tension* ou *programme de DST* englobe les programmes de délestage de charge automatique qui réagissent uniquement à des mesures de tension à l'endroit même où le délestage de charge est commandé. Ainsi, il est improbable que la défaillance d'un seul composant nuise à la fiabilité du programme.

Cette définition du terme *programme de DST* exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée, dont les signaux d'entrée proviennent d'emplacements multiples et peuvent comprendre d'autres paramètres que des mesures de tension (réserves de puissance réactive de groupe de production, charge des installations, état des équipements, etc.). La nature et les caractéristiques d'un système de délestage de charge en sous-tension à commande centralisée sont les mêmes que pour un *plan de défense*, le délestage de charge étant dans ce cas la mesure corrective. Par conséquent, tout comme pour un *plan de défense*, la défaillance d'un seul composant peut compromettre la fiabilité d'un système de délestage de charge en sous-tension à commande centralisée.

Afin que la norme s'applique uniquement aux systèmes de délestage de charge en sous-tension dont le fonctionnement a un impact sur la fiabilité du réseau, il faut spécifier qu'un *programme de DST* doit atténuer le risque lié à une ou plusieurs des conditions suivantes : instabilité de la tension, effondrement de la tension ou *déclenchements en cascade* ayant un impact sur *le système de production-transport d'électricité (BES)*. Un exemple de programme qui ne tomberait pas dans cette catégorie est un délestage de charge en sous-tension servant à atténuer l'endommagement de l'équipement ou de charges locales directement touchés par l'événement de sous-tension.

La figure 1 ci-après montre un exemple d'un sous-réseau du *BES* où l'on pourrait adopter un système de DST comme solution pour atténuer diverses conséquences de la perte de la ligne à 345 kV à deux circuits entre les jeux de barres A et B. Si cette *contingence* n'entraîne pas une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*, alors le système de DST (installé à un des jeux de barres B et D, ou aux deux) qui sert à atténuer cette contingence ne tomberait pas sous la définition d'un *programme de DST*. Cependant, si ce même système de DST servait à atténuer un impact négatif sur la fiabilité à l'extérieur de cette zone restreinte, on considérerait qu'il s'agit d'un problème de sous-tension touchant une zone étendue et le système de DST tomberait sous la définition de *programme de DST*.



*UVLS systems may be installed at either, or both, bus B and D

Figure 1 : Sous-système de DST

Anglais	Français
Rest of BES	Reste du <i>BES</i>
BES subsystem	Sous-réseau du <i>BES</i>
UVLS system	Système de DST
BES	<i>BES</i>
115 kV BUS C	115 kV Jeu de barres C
345 kV BUS A	345 kV Jeu de barres A
115 kV BUS D	115 kV Jeu de barres D
345 kV BUS B	345 kV Jeu de barres B
*UVLS systems may be installed at either, or both,	*Les systèmes de DST peuvent être installés à un

Anglais	Français
bus B and D	des jeux de barres B et D, ou aux deux

Précisions sur les exigences

Le tableau 1 présente une synthèse générale des exigences énoncées dans la présente norme.

Tableau 1 : Synthèse des exigences de la norme						
Exigence	Entité	Évaluer l'efficacité du programme	Respecter les spécifications et le calendrier du programme	Évaluer périodiquement le programme (intervalles fixes ou selon la performance)	Élaborer un <i>plan d'actions correctives</i> pour les lacunes du programme	Tenir à jour ou partager les données du programme
E1	PC ou TP	X				
E2	Entité DST		X			
E3	PC ou TP	X		X		
E4	PC ou TP	X		X		
E5	PC ou TP				X	
E6	PC					X
E7	Entité DST					X
E8	PC					X

Précisions sur l'exigence E1

Un *programme de DST* peut être élaboré et mis en œuvre soit pour servir de filet de sécurité afin de protéger le réseau contre des *contingences* extrêmes imprévues, soit pour obtenir un comportement particulier du réseau dans des *contingences* de transport connues pour lesquelles le délestage de charges est permis par les normes de fiabilité sur la planification du transport (TPL). Indépendamment du but visé, il est important que le *programme de DST* mis en œuvre soit efficace pour atténuer les effets des sous-tensions touchant le *BES* et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*. La conception d'un *programme de DST* doit prendre en compte les consignes et les temporisations de tension, le taux de décroissance ou de rétablissement de la tension, les niveaux de transit de puissance, etc.

Pour que le *programme de DST* atteigne efficacement son but, il faut aussi le coordonner avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle qui peuvent influencer sur l'efficacité du programme. Certains de ces systèmes de protection et de contrôle comprennent notamment la protection des lignes de transport, les *plans de défense*, d'autres

programmes de délestage de charge en sous-tension, le réenclenchement automatique et la commande de condensateurs shunt, de réactances et de compensateurs statiques (SVS).

Par exemple, si un programme de DST a pour mission d'atténuer les effets d'événements de rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR) dans un grand centre de consommation qui comprend aussi une production locale, il est important que ce *programme de DST* soit coordonné avec la tenue aux creux de tension des groupes de production locaux. Les groupes de production proches d'un centre de consommation jouent un rôle crucial dans le soutien dynamique de la tension du réseau pendant des événements de FIDVR. Afin de profiter au maximum de la production raccordée au réseau, le mieux est probablement de délester la charge avant de mettre une production hors circuit ; cependant, à l'occasion, la séquence inverse peut être préférable. C'est pourquoi il convient de tenir compte de l'impact du rejet de production lors de la conception d'un *programme de DST*.

Un autre exemple à mettre de l'avant est celui de la coordination d'un *programme de DST* avec des dispositifs automatiques de débranchement d'inductances shunt s'il en existe dans le réseau. Habituellement, les inductances seront débranchées automatiquement après temporisation en cas de baisse de la tension. Dans de tels cas, il est souhaitable que le débranchement des inductances shunt intervienne avant le délestage de charge afin de préserver le réseau, ce qui peut nécessiter la coordination des temporisations associées au *programme de DST* avec celles du débranchement des inductances shunt.

Les exemples présentés ci-dessus montrent que, pour qu'un *programme de DST* soit efficace, il faut veiller à coordonner ce programme avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec les autres systèmes de protection et de contrôle.

Précisions sur l'exigence E2

Après avoir établi le besoin d'un *programme de DST*, le *coordonnateur de la planification (PC)* ou le *planificateur de réseau de transport (TP)* élabore un programme qui comprend des spécifications et un calendrier de mise en œuvre, lesquels sont ensuite communiqués aux entités DST conformément à l'exigence E1. Les spécifications peuvent comprendre des consignes de tension, des temporisations, la valeur de charge à délester et l'emplacement du délestage de charge. Si les entités DST ne respectent pas les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST*, celui-ci risque de manquer d'efficacité et de ne pas atteindre le but visé. L'entité DST doit documenter la bonne exécution de toutes les actions nécessaires pour la mise en œuvre du *programme de DST*.

De même, lorsqu'un *plan d'actions correctives* visant à éliminer les lacunes d'un *programme de DST* est élaboré par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* puis transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, les entités DST doivent respecter le *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre afin d'assurer l'efficacité du *programme de DST*. Chaque entité DST est tenue d'exécuter les actions du *plan d'actions correctives*, de documenter la mise en œuvre du plan et de conserver les pièces justificatives qui en font foi.

Les reports ou autres modifications pertinentes touchant des spécifications de *programme de DST* ou un *plan d'actions correctives* doivent être documentés de manière qu'on puisse savoir non seulement ce qui était projeté, mais ce qui a été exécuté. Selon la forme que choisira d'utiliser l'entité responsable pour la planification et la documentation, les pièces justificatives de bonne exécution pourront comprendre des ordres de travail approuvés, des imprimés de systèmes de gestion du travail, des chiffriers indiquant les travaux effectués par rapport aux travaux prévus, des feuilles de temps, des rapports d'inspection des travaux, des factures payées, des photographies, des rapports de revue générale, etc.

Par exemple, la documentation d'un *plan d'actions correctives* constitue une confirmation vérifiable d'avancement et d'achèvement du travail d'élimination de la lacune constatée dans le *programme de DST* :

Exemple 1 de plan d'actions correctives – Actions correctives pour un problème de déclenchement prématuré, avec actions préventives pour des installations semblables :

Le *PC* ou le *TP* reçoit d'une entité DST visée par son *programme de DST* des enregistrements de défaut indiquant qu'un groupe de relais de DST s'est déclenché à la valeur de sous-tension appropriée, mais avec une temporisation plus courte que prévu. Le *PC* ou le *TP* demande à l'entité DST de programmer une inspection sur place dans un délai de trois semaines. Les résultats de l'inspection confirment que la temporisation des relais est de 60 cycles au lieu de 90 cycles. Le *PC* ou le *TP* demande alors à l'entité DST de corriger à 90 cycles, dans un délai de huit semaines, la temporisation des relais de DST en cause.

Applicabilité à d'autres relais de DST – Le *PC* ou le *TP* élabore ensuite un calendrier avec l'entité DST afin que celle-ci vérifie et corrige au besoin la temporisation de tous les autres relais de DST dans un délai d'un an.

Le *PC* ou le *TP* confirme la vérification et la correction de la temporisation des relais pour tous les équipements de l'entité DST visés par le *programme de DST* du *PC* ou du *TP*.

Exemple 2 de plan d'actions correctives – Actions correctives pour un problème de microprogramme, avec actions préventives pour des installations semblables :

Le 4 juin 2014, le *PC* ou le *TP* reçoit des enregistrements de défaut d'une entité DST visée par son programme de DST. L'entité DST a aussi transmis ces enregistrements au fabricant, qui répond le 11 juin 2014 que le *fonctionnement incorrect*¹ du relais de DST est causé par une erreur dans la version 2 du microprogramme, et recommande d'installer la version 3. Le *PC* ou

1. La déclaration des *fonctionnements incorrects* de système de protection a été instaurée par les règles de procédure de la NERC adoptées par le Conseil d'administration de la NERC, section 1600 (demande de données ou d'information). Se reporter à la directive *Request for Data or Information – Protection System Misoperation Data Collection*, 14 août 2014.
http://www.nerc.com/pa/RAPA/ProtectionSystemMisoperations/PRC-004-3%20Section%201600%20Data%20Request_20140729.pdf.

le TP approuve le plan de l'entité DST consistant à installer la version 3 du microprogramme le 12 juin 2014.

Applicabilité à d'autres relais de DST – Le PC ou le TP élabore ensuite avec l'entité DST un calendrier d'installation de la version 3 du microprogramme dans tous les relais de DST de l'entité DST qui en ont la version 2. Le travail doit être terminé au plus tard le 31 décembre 2014.

Les mises à jour du microprogramme sont terminées le 4 décembre 2014.

Précisions sur l'exigence E3

En plus des études initiales requises pour élaborer un *programme de DST*, une évaluation complète (analyse détaillée) périodique est exigée afin de confirmer l'efficacité du programme. Cette évaluation, qui doit avoir lieu au moins une fois par 60 mois civils, permettra de connaître les effets cumulés des divers changements mineurs survenus dans le réseau depuis l'évaluation précédente. À l'occasion, un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* peut aussi déterminer qu'un changement important² dans la topologie du réseau ou dans les conditions de service remet en question l'efficacité du *programme de DST*, et que ce changement motive une évaluation complète. Quelle qu'en soit la raison, chaque évaluation doit déterminer pour chaque *programme de DST* si l'intégration et la coordination sont maintenues.

Cette évaluation complète est un complément à l'exigence de la norme TPL-001-4 qui prescrit une évaluation annuelle de l'impact des systèmes de protection. L'intervalle de 60 mois est identique à celui des normes TPL-001-4 et PRC-006-1.

Comme le stipule l'exigence E3, l'intervalle maximal entre les évaluations complètes est de 60 mois civils. Si un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* procède à une évaluation complète plus tôt pour les raisons indiquées plus haut, l'intervalle de 60 mois suivant est calculé à partir de la fin de cette évaluation.

2. Il est entendu que l'expression « changement important » prête à des interprétations diverses à l'échelle du continent. La décision de savoir s'il y a eu « changement important » incombe au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport*, et doit être appuyée par une justification technique documentée.

Précisions sur l'exigence E4

Après une excursion de tension, l'évaluation prescrite à l'exigence E4 a pour but d'évaluer 1) si le *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension et 2) le comportement de l'équipement du *programme de DST*. Cette évaluation comprendra normalement l'analyse des données de l'événement, comme la séquence pertinente d'événements ayant mené à la sous-tension (*contingences*, intervention des systèmes de protection, *plans de défense*, etc.) et des mesures sur le terrain permettant de mieux analyser le comportement du réseau. Une description complète du fonctionnement du *programme de DST* sera présentée, y compris les conditions de déclenchement (niveaux de tension, temporisations, etc.) et la valeur de délestage de charge pour chaque poste électrique touché. L'évaluation de l'événement vise à établir le degré d'efficacité du programme face à l'événement en question, ainsi qu'à déceler les lacunes qui devront faire l'objet d'un *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5. Le *fonctionnement incorrect* d'un équipement de DST est traité comme une lacune. La déclaration des *fonctionnements incorrects* d'équipement de DST est encadrée par la directive de la NERC *Request for Data or Information – Protection System Misoperation Data Collection*³.

Les études et analyses de l'efficacité du *programme de DST* peuvent être semblables à celles prescrites aux exigences E1 et E3, mais doivent établir un lien clair entre l'évaluation de l'efficacité du programme (études avec simulations) et l'analyse de l'événement (mesures et données réelles) tel qu'il s'est produit. Par exemple, les écarts entre le comportement du réseau prévu et le comportement réel lors de l'événement en question seront analysés et les hypothèses de modélisation seront réévaluées. Toute divergence substantielle entre les simulations et l'événement réel fera l'objet d'un examen plus poussé.

Compte tenu de l'importance d'un événement qui entraîne le déclenchement d'un *programme de DST*, le délai de 12 mois civils donne suffisamment de temps pour analyser l'événement, procéder à l'évaluation et déceler les lacunes éventuelles. Ce délai est également prescrit dans la norme PRC-006-1.

Précisions sur l'exigence E5

L'exigence E5 procède d'un impératif de prudence en imposant la correction des problèmes constatés pendant l'évaluation d'un *programme de DST*. Selon les exigences E3 et E4, il faut procéder à l'évaluation d'un *programme de DST* en place :

- dans un délai de 12 mois civils suivant un événement ayant entraîné une excursion de tension pour laquelle le *programme de DST* a été conçu ;
- au moins une fois tous les 60 mois civils, afin de voir si les changements cumulatifs dans le réseau et les conditions de service remettent en question l'efficacité du *programme de DST*.

Puisque chaque *programme de DST* est unique, si des changements importants sont apportés à la topologie du réseau ou aux conditions de service, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur*

3. Se reporter à la note 1

de réseau de transport décidera si l'ampleur de ces changements est suffisante pour déclencher l'évaluation du *programme de DST* existant.

Un *plan d'actions correctives* consiste dans une liste d'actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier. Il s'agit d'un outil éprouvé pour résoudre des problèmes opérationnels. Selon l'exigence E5, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit élaborer un *plan d'actions correctives* et le transmettre aux entités DST pour mise en œuvre, afin de prévenir les lacunes futures dans le *programme de DST* et de réduire ainsi au minimum les risques pour le réseau. Il est essentiel de diagnostiquer la cause de toute lacune pour élaborer un *plan d'actions correctives* efficace afin d'éviter qu'un même problème ne se reproduise. De même, il y a lieu de réviser un *plan d'actions correctives* si l'on découvre des causes supplémentaires.

D'après l'expérience de l'industrie, et compte tenu des délais de coordination opérationnels, une échéance de trois mois civils à compter de la date de fin d'une évaluation constitue une contrainte temporelle raisonnable pour élaborer un *plan d'actions correctives*, y compris pour envisager des solutions de rechange et coordonner les ressources. Le délai de trois mois civils couvre uniquement l'élaboration du *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre, puis leur transmission aux entités DST ; il n'inclut pas le temps nécessaire pour la mise en œuvre du plan par les entités DST. Le calendrier de mise en œuvre est spécifié dans le cadre du *plan d'actions correctives* lui-même, et l'exécution conformément à ce calendrier est prescrite à l'exigence E2.

Précisions sur les exigences E6 à E8

Une base de données exacte sur les *programmes de DST* est nécessaire pour que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* puisse réaliser les études d'évaluation de la fiabilité du réseau et les analyses d'événement. Si les données manquent d'exactitude, les études d'évaluation annuelle de la fiabilité effectuées par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* pourraient bien entraîner des résultats erronés, donc préjudiciables à la fiabilité du réseau. Par ailleurs, à partir de données inexactes, il est très difficile pour le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* de reproduire un événement de DST et d'en déterminer la cause première.

Pour alimenter la base de données sur les *programmes de DST*, chaque entité DST doit donc fournir des données exactes à son *coordonnateur de la planification*. Les données doivent être fournies conformément au format et au calendrier spécifiés par le *coordonnateur de la planification*, afin que celui-ci puisse constituer et tenir à jour une base de données exhaustive sur les *programmes de DST*. Une telle base de données permettra alors au *coordonnateur de la planification* d'entreprendre une évaluation de la fiabilité, une analyse d'événement ou une étude comparative, de diagnostiquer les problèmes du *programme de DST* et d'élaborer des *plans d'actions correctives*.

La base de données sur les *programmes de DST* peut comprendre, sans limitation, les éléments d'information suivants :

- le propriétaire et l'exploitant du *programme de DST* ;

- la quantité et l'emplacement de la charge des clients (ou le pourcentage de puissance raccordée) qui devra être interrompue ;
- les points de consigne de tension et les délais de déclenchement total correspondants ;
- le délai entre le début de l'événement et l'émission du signal de déclenchement ;
- le temps de fonctionnement des disjoncteurs ;
- tout autre système automatisé intégré à un *programme de DST* ou ayant une incidence sur celui-ci, comme les systèmes de protection de la production, les systèmes d'ilotage, les systèmes automatiques de remise en charge, les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) et les *plans de défense*.

En outre, le *coordonnateur de la planification* doit mettre à jour annuellement (une fois par année civile) la base de données sur les *programmes de DST*. Il s'agit ici d'amener les entités DST à revoir leurs données annuellement et à communiquer tout changement aux *coordonnateurs de la planification*, afin que ceux-ci puissent maintenir les bases de données bien à jour et exactes aux fins des analyses d'événement et d'autres évaluations.

Enfin, chaque *coordonnateur de la planification* est tenu de transmettre l'information aux autres *coordonnateurs de la planification* et aux *planificateurs de réseau de transport* de son *Interconnexion*, ainsi qu'à d'autres entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité, dans les 30 jours civils suivant la réception d'une demande écrite. Ce délai de 30 jours civils est jugé raisonnable et est bien accepté dans l'industrie. Par ailleurs, cette exigence de partage de la base de données avec les entités fonctionnelles visées va dans le sens de la prescription de la FERC qui demande une démarche intégrée et coordonnée pour les *programmes de DST* (paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC).

Questions et réponses

Afin de répondre de façon synthétique à des points fréquemment abordés dans les commentaires qui lui sont adressés dans le cadre du projet 2008-02 sur le délestage de charge en sous-tension (norme PRC-010-1 proposée), l'équipe de rédaction a préparé l'exposé suivant sous forme de questions et réponses.

Introduction

Ce document de questions et réponses a été créé pendant l'élaboration de la norme PRC-010-1 (*Délestage de charge en sous-tension*)^{4, 5} afin de répondre de façon synthétique à des points fréquemment abordés dans les commentaires concernant l'approche et l'objectif de l'équipe du projet

4. <http://www.nerc.com/layers/PrintStandard.aspx?standardnumber=PRC-010-1&title=Undervoltage%20Load%20Shedding>).

5. Adoption par le Conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

2008-02 sur le délestage de charge en sous-tension (DST)⁶ (ci-après « l'équipe de rédaction »). Ce document synthèse a été inspiré par les communications reçues pendant les périodes de commentaires et lors de plusieurs séances de consultation auprès de l'industrie. Tous les commentaires transmis par l'industrie pendant les périodes de commentaires sont consultables sur la page du projet.

Après l'adoption de la norme PRC-010-1, l'équipe de rédaction a apporté à celle-ci des retouches concernant la détection et la correction des *fonctionnements incorrects* des équipements de DST⁷. Ce document de questions et réponses a été remanié afin de mieux expliquer l'approche et l'objectif de l'équipe de rédaction pendant l'élaboration de la version PRC-010-2 en ce qui a trait aux *fonctionnements incorrects* des équipements de DST.

But visé par la révision des normes

1) Qu'est-ce qui a motivé la révision des normes existantes sur le DST ?

Le déclencheur initial de la révision des normes existantes sur le DST réside dans le paragraphe 1509 de l'[Ordonnance 693](#) de la FERC⁸, qui demande à l'ERO de modifier la norme PRC-010-0 de manière à « exiger une démarche intégrée et coordonnée pour tous les systèmes de protection du réseau « Bulk-Power System », y compris ceux des groupes de production et des lignes de transport, la tenue aux creux de tension des groupes de production ainsi que les programmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) et en sous-tension (DST). » En outre, le Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada ([Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations](#))⁹ a démontré qu'une coordination appropriée aurait atténué l'ampleur de la panne si le DST avait été utilisé à bon escient.

Cette révision a aussi été motivée par d'autres considérations, notamment : 1) les recommandations du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, dans son examen technique des normes relatives au DST ([Technical Review of UVLS-Related Standards](#))¹⁰ de décembre 2010, à l'effet de combiner les quatre normes existantes sur le DST, de réviser l'applicabilité pour désigner des entités responsables de la conception, de la mise en œuvre et de la coordination des programmes de DST, de créer une exigence pour l'évaluation de la coordination entre les programmes de DST et tous les autres systèmes de protection, et de différencier la validation d'un programme de DST après un événement et la vérification du bon fonctionnement des équipements de DST ; 2) le fait que les normes existantes sur le DST n'étaient pas rédigées selon le format actuel axé sur les résultats ; 3) le fait que la révision précédente des normes sur le délestage de charge en sous-fréquence (DSF) a débouché sur la fusion de

6. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2008-02-Undervoltage-Load-Shedding.aspx>).

7. Se reporter au projet 2010-05.1, qui porte sur l'élaboration de la norme PRC-004-3 sur la détection et la correction des fonctionnements incorrects des systèmes de protection en même temps que la norme PRC-010-1. (http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project2010-05_Protection_System_Misoperations.aspx).

8. http://www.nerc.com/docs/docs/ferc/order_693.pdf.

9. <http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf>.

10. http://www.nerc.com/docs/pc/spctf/PRC-010_022%20Report_Approved_20101208.pdf.

types semblables d'exigences ; et 4) les recommandations du comité d'expertise indépendant, qui comportaient une évaluation de l'applicabilité et du degré de spécificité des normes existantes.

L'équipe de rédaction considère qu'un manque de coordination entre les systèmes de protection présente un risque certain pour la fiabilité. C'est pourquoi, pendant le processus de révision, l'équipe de rédaction a conclu à la nécessité d'évaluer et de fusionner les normes existantes sur le DST, dans l'esprit des initiatives actuelles d'élaboration des normes de fiabilité, et afin d'établir des exigences claires et complètes pour l'utilisation et la coordination des systèmes de DST.

2) Les programmes de DST n'étant pas obligatoires, pourquoi est-il jugé nécessaire de les réglementer ?

Selon l'équipe de rédaction, un constat important se dégage du Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada, à savoir que la coordination du DST avec d'autres systèmes de protection aurait pu atténuer les effets de la panne si le DST avait été utilisé à bon escient. Les programmes de DST ne sont pas obligatoires ; toutefois, s'il est déterminé qu'un tel mécanisme est nécessaire pour assurer la fiabilité du réseau et qu'un programme de DST est installé, ce type de programme doit être correctement coordonné, mis en œuvre et évalué au regard des risques potentiels pour la fiabilité. Un certain degré d'efficacité doit donc être exigé pour protéger adéquatement la fiabilité du réseau. Il est à noter que les normes PRC-010-1 et PRC-010-2 utilisent le terme défini « *programme de DST* », ce qui limite leur applicabilité aux programmes de délestage de charge en sous-tension dont le fonctionnement influe sur la fiabilité du réseau¹¹.

Coordination avec le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence

3) La norme EOP-003-2 comporte des exigences potentiellement redondantes avec celles de la norme PRC-010-1 proposée ; comment cette situation est-elle gérée ?

Dans le cadre de son examen quinquennal, l'équipe du projet 2009-03 sur les mesures d'urgence (EOP) a déterminé que les exigences E2, E4, et E7 de la norme EOP-003-2 (*Plans de délestage de charge*¹²) seraient mieux à leur place dans le projet 2008-02 sur le DST. Les deux projets ont été coordonnés de manière à évoluer en synchronisme relativement à ces exigences. Le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence propose de réviser et de fusionner les normes EOP-001-2.1b (*Planification des mesures d'urgence*¹³), EOP-002-3 (*Défaillances en puissance et en énergie*¹⁴) et EOP-003-2 afin de créer la norme EOP-011-1, tout en retirant les exigences susmentionnées de la norme EOP-003-2 (entre autres révisions) ; le document de mise en correspondance du projet 2008-02 sur le DST indiquera comment les

11. Le terme « programme de DST » utilisé dans le présent document a été adopté par le Conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

12. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-003-2&title=Load%20Shedding%20Plans.

13. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-001-2.1b&title=Emergency%20Operations%20Planning.

14. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-002-3&title=Capacity%20and%20Energy%20Emergencies.

exigences retirées seront récupérées dans la norme PRC-010-1. Les normes EOP-011-1 (*Mesures d'urgence*¹⁵) et PRC-010-1 auront des dates d'entrée en vigueur coordonnées ; ces normes seront affichées et mises aux voix séparément mais en même temps, afin que les membres de l'industrie aient une idée claire de la transition. Pour de plus amples renseignements, consulter le plan de coordination du projet 2008-02 sur le DST affiché sur la page du projet.

Définition de programme de DST

4) Pourquoi le nouveau terme défini « *programme de DST* » est-il jugé nécessaire ?

L'équipe de rédaction a jugé nécessaire de créer le terme « programme de DST » et de l'ajouter au [Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité de la NERC](#)¹⁶ (le « glossaire de la NERC ») parce que différents types de système de DST doivent être soumis à des exigences de fiabilité distinctes. Ce terme permet de préciser que la norme PRC-010-1 s'applique à tout « programme de délestage de charge automatique constitué de relais et de commandes réparties servant à atténuer les effets des sous-tensions touchant le *système de production-transport d'électricité (BES)* et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*. Cette définition exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. »

Cette définition exclut les relais à action locale qui sont conçus pour protéger une zone circonscrite ou, autrement dit, qui ne sont pas conçus pour atténuer un effondrement de la tension dans une zone étendue. Cette exclusion n'est pas exprimée explicitement dans la définition, car la notion de zone « locale » ou « étendue » varie grandement à l'échelle du continent et pourrait être interprétée différemment par les vérificateurs et par les entités fonctionnelles visées. C'est pourquoi la définition est formulée de manière à offrir au coordonnateur de la planification ou au planificateur de réseau de transport la latitude voulue pour déterminer si un système de DST répond à la définition précitée compte tenu de son impact sur la fiabilité du *BES* (instabilité de la tension, effondrement de la tension ou *déclenchements en cascade*). Afin d'aider à comprendre l'exclusion souhaitée, d'autres explications et un exemple sont présentés à la section *Éclaircissements et commentaires techniques* des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, sous la rubrique *Directives pour la définition de programme de DST*.

La définition spécifie que le terme exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. Ce type de délestage est exclu parce que, selon l'équipe de rédaction, la conception et les caractéristiques des systèmes de délestage de charge en sous-tension à commande centralisée sont comparables à celles d'un *automatisme de réseau* ou d'un *plan de défense*, et que les normes de fiabilité applicables à ces derniers doivent aussi s'appliquer à ces systèmes de délestage. Pour plus de détails, consulter la section *Éclaircissements et commentaires techniques* des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, sous la rubrique *Directives pour la définition de programme de DST*.

15. <http://www.nerc.com/layers/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-011-1&title=Emergency%20Operations>).

16. http://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf.

5) L'exclusion de certains types de DST dans la définition va-t-elle à contresens de l'approche « intégrée » indiquée au paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC ?

Le terme défini « programme de DST » précise quels systèmes de DST ne sont pas visés par les normes PRC-010-1 et PRC-010-2. Les exclusions qui en découlent pour ces versions de la norme ne s'opposent aucunement à une approche « intégrée », car la norme exige qu'une entité veille à la coordination avec tous les autres systèmes de protection et de contrôle, lesquels peuvent comprendre d'autres types de DST (relais de DST à action locale et DST à commande centralisée).

6) Où traitera-t-on des exigences applicables au délestage en sous-tension à commande centralisée ?

Comme il est expliqué dans la réponse précédente, les exigences des normes PRC-010-1 et PRC-010-2 s'appliquent selon la définition proposée pour le terme « programme de DST » dans le glossaire de la NERC, qui exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée puisque sa conception et ses caractéristiques sont comparables à celles d'un *automatisme de réseau* ou d'un *plan de défense*. Cependant, pendant l'élaboration de la définition d'« automatisme de réseau » associée à la norme PRC-010-1, la définition en vigueur dans le glossaire de la NERC excluait le DST. Par conséquent, le travail dans le cadre du projet 2010-05.2 sur les *automatismes de réseau* (phase 2 du projet sur les *systèmes de protection*) a intégré la définition d'« automatisme de réseau » à celle du terme unique « *plan de défense*¹⁷ » dans le glossaire de la NERC. Les révisions à la définition excluent spécifiquement les *programmes de DST*, ce qui a pour effet d'inclure le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée.

Par conséquent, l'ajout du terme « *programme de DST* » et la révision en conséquence du terme « *plan de défense* » clarifient le fait que les normes relatives aux *plans de défense* sont applicables au délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. Le plan de mise en œuvre de la définition révisée de « *plan de défense* » prévoira le cas d'entités pour lesquelles l'application du terme défini entraîne la désignation de *plans de défense*.

Comme pour l'effort de coordination avec le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence dont il est question plus haut, le projet 2008-02 sur le DST et le projet 2010-05.2 sur les *automatismes de réseau* ont été coordonnés de manière à harmoniser les dates d'entrée en vigueur des définitions adoptées pour les termes « *plan de défense* » et « *programme de DST* », des normes de fiabilité PRC-010-1 et PRC-010-2 ainsi que de tous les retraits connexes.

7) La définition du terme « programme de DST » s'applique-t-elle à un ensemble de relais de DST indépendants ?

Non ; un ensemble de relais indépendants ne constitue pas en soi un programme. Bien que la définition stipule qu'un *programme de DST* est constitué de relais et de commandes répartis, la définition précise qu'il doit s'agir d'un « programme de délestage de charge automatique constitué de relais et de commandes répartis servant à atténuer les effets des sous-tensions touchant le *système de production*».

17. Adoption par le Conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

transport d'électricité (BES) et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*. Cette définition exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. »

Applicabilité

8) Pourquoi emploie-t-on l'expression « *coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport* » ?

Les normes de fiabilité PRC-010-1 et PRC-010-2 visent à la fois les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport*, car les uns comme les autres peuvent être chargés de concevoir et de coordonner le *programme de DST* d'après des contrats, des protocoles d'entente ou des tarifs. L'expression « *coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport* » accorde la latitude voulue pour que les exigences de la norme s'appliquent à l'entité qui doit agir. Ce ne sont pas les deux entités qui sont tenues d'agir ; celles-ci doivent plutôt s'entendre entre elles pour décider si l'entité responsable doit être le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*. En outre, les exigences qui comportent cette expression ont une formulation particulière pour caractériser l'entité responsable. Par exemple, l'exigence E1 indique que « *chaque coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport qui élabore un programme de DST doit...* ». Cette précision indique que l'entité qui élabore le programme est l'entité visée.

9) Pourquoi l'*exploitant de réseau de transport* n'est-il pas visé ?

Bien que l'*exploitant de réseau de transport* puisse être concerné par les activités relatives aux *programmes de DST*, l'équipe de rédaction n'a déterminé aucune exigence qui s'appliquerait à l'*exploitant de réseau de transport* dans le cadre des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, car l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas les ressources nécessaires pour mettre en œuvre les spécifications du programme. Si le *propriétaire d'installation de transport* délègue certaines responsabilités à l'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* demeure l'entité responsable.

Dans la mesure où l'*exploitant de réseau de transport* est tenu d'être au courant des relais et des systèmes de protection du réseau, l'équipe de rédaction précise que cette situation est couverte par l'exigence E1 de la norme PRC-001-1.1 (*Coordination de la protection du réseau*¹⁸). Il est également à noter que le délestage manuel, qui relève de l'*exploitant de réseau de transport*, n'est pas visé par les normes PRC-010-1 et PRC-010-2, mais par la norme EOP-003-2 actuelle, et qu'il le sera ultérieurement par la norme EOP-011-1 proposée (voir le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence).

10) Qu'en est-il des systèmes de DST appartenant à des *propriétaires d'installation de transport*, à des *distributeur*s ou à des *exploitants de réseau de transport* et qui ne sont pas exigés par l'entité planificatrice ?

18. <http://www.nerc.com/ layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=PRC-001-1.1&title=System%20Protection%20Coordination>.

Les normes de fiabilité PRC-010-1 et PRC-010-2 emploient expressément le terme « *programme de DST* ». L'équipe de rédaction souligne qu'un *programme de DST*, étant donné les attributs qui le définissent, est forcément exigé et élaboré par un coordonnateur de la planification ou un *planificateur de réseau de transport*. La nature d'un système de DST exigé ou élaboré par un *distributeur*, un *exploitant de réseau de transport* ou un *propriétaire d'installation de transport* ne correspondrait pas à la définition de « *programme de DST* » et n'aurait donc pas les caractéristiques voulues pour être visé par les normes PRC-010-1 et PRC-010-2.

Exigences E1, E3, E4 et E5

11) Quels sont les éléments requis pour évaluer la coordination selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1 ?

L'exigence E1 stipule que chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui élabore un *programme de DST* doit en évaluer la viabilité et l'efficacité avant sa mise en œuvre. Cette évaluation se doit d'englober des études et analyses qui sous-tendent l'élaboration du programme et qui montrent comment celui-ci remédie aux conditions de sous-tension qui ont motivé sa conception. Ces études et analyses doivent aussi montrer que le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle. La formulation de cette exigence vise à accorder la latitude nécessaire pour déterminer adéquatement l'efficacité du programme, notamment au chapitre de la coordination, compte tenu des caractéristiques du réseau. Des indications plus détaillées et des exemples relatifs à la coordination sont présentés à la section *Éclaircissements et commentaires techniques*, sous la rubrique *Précisions sur l'exigence E1*.

12) Les exigences E1, E3 et E4 semblent toutes concerner l'évaluation de l'efficacité du *programme de DST* ; en quoi diffèrent-elles les unes des autres ?

Les exigences E1, E3 et E4 demandent toutes d'évaluer l'efficacité du programme, mais à des moments différents.

L'exigence E1 concerne l'évaluation de l'efficacité du programme (précisée au moyen des alinéas) au début de l'élaboration du programme ou à l'étape de la planification initiale, avant la mise en œuvre. L'exigence E3 vise les mêmes objectifs d'évaluation de l'efficacité, mais lors d'un examen périodique obligatoire (au moins une fois tous les 60 mois civils). L'exigence E4 concerne l'évaluation d'un *programme de DST* après un événement (excursions de tension applicables), et vise à évaluer si le *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension associés à l'événement.

Il est à noter qu'en raison des activités distinctes de chaque exigence, les lacunes décelées dans un *programme de DST* par suite des évaluations prescrites aux exigences E3 ou E4 ne constituent pas une non-conformité à l'exigence E1.

13) Selon l'exigence E4, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit en principe examiner toutes les excursions de tension ; n'est-ce pas un fardeau indu ?

Bien que l'exigence E4 demande en principe au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* d'examiner toutes les excursions de tension pour déterminer si la tension est tombée sous le seuil de déclenchement du *programme de DST*, l'équipe de rédaction est d'avis que cette détermination est facile. En effet : a) ou bien les dispositifs de DST se déclenchent ; b) ou bien on observe dans le réseau les conditions défavorables que cherche à prévenir le *programme de DST*.

Par ailleurs, l'équipe de rédaction reconnaît que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*, puisqu'il n'est pas une entité exploitante, peut ne pas être en mesure de savoir quand des excursions de tension se produisent. Cependant, les pratiques habituelles des services publics d'électricité prévoient un processus par lequel l'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* signale de telles excursions de tension au *planificateur de réseau de transport* ou au *coordonnateur de la planification*.

14) La norme PRC-022-1 prescrivait l'analyse des *fonctionnements incorrects* des systèmes de DST. Comment cette problématique est-elle traitée dans la norme PRC-010-1?

Le rapport du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) recommandait notamment d'établir une distinction claire entre d'une part le processus consistant à valider après un événement l'efficacité de la conception du *programme de DST*, sa coordination avec d'autres systèmes de protection et de contrôle ainsi que le besoin éventuel de modifier la conception du programme (activités visées par la norme PRC-010-1), et d'autre part le processus consistant à vérifier le bon fonctionnement de l'équipement de DST. Comme la norme PRC-010-1 ne donnait aucune indication quant aux *fonctionnements incorrects* de l'équipement de DST, l'équipe de rédaction a apporté un changement subséquent et créé la norme PRC-010-2. Cette nouvelle version (PRC-010-2) exige que l'évaluation prescrite à l'exigence E4 s'étende au comportement (fonctionnement ou non-fonctionnement) de l'équipement du *programme de DST*.

Par suite de l'évaluation, l'exigence E5 demande d'élaborer un *plan d'actions correctives* visant à éliminer toute lacune décelée. Cette articulation des exigences fait en sorte que l'équipement de *programme de DST* sera évalué afin de déceler tout *fonctionnement incorrect* qui pourrait nuire à la fiabilité du *BES*. Toutefois, l'équipe de rédaction est demeurée convaincue pendant l'élaboration de la norme PRC-010-1 que la vérification du bon fonctionnement de l'équipement de DST relève en fait de la norme PRC-004, et a donc inclus dans la norme PRC-004-5 proposée une mention des systèmes de DST destinés à mettre hors circuit un ou plusieurs éléments du *BES*.

Exigences E6, E7 et E8

15) Les exigences E6, E7 et E8 font-elles double emploi avec celles de la norme MOD-032-1 ?

Bien que des prescriptions en matière de données soient présentes à la fois dans la norme MOD-032-1 (*Données de modélisation et d'analyse des réseaux électriques*¹⁹) et dans les exigences E6, E7 et E8 des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, la différence essentielle est la suivante : la norme MOD-032-1 établit

19. <http://www.nerc.com/ layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=MOD-032-1&title=Data%20for%20Power%20System%20Modeling%20and%20Analysis>.

des exigences globales en matière de format et de procédures de déclaration pour les données de modélisation, tandis que les exigences des normes PRC-010-1 et PRC-010-2 concernent le besoin de tenir à jour et de partager des données et des bases de données aux fins des études servant spécifiquement à l'analyse d'événements pour les *programmes de DST*. Bien que les normes de fiabilité en général puissent montrer ainsi certains chevauchements, les activités visées par ces exigences restent tout à fait distinctes.

16) Les exigences E6, E7 et E8 semblent de nature administrative ; est-ce que cela ne contredit pas les critères du projet Paragraphe 81²⁰ ?

Une bonne tenue à jour et un partage en temps utile des données des *programmes de DST*, conformément aux exigences E6, E7 et E8, sont nécessaires pour informer le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* des études et des analyses disponibles. Bien que des tâches administratives soient effectivement demandées, ces tâches répondent à un besoin essentiel en matière de fiabilité.

En outre, les exigences E6, E7 et E8 sont le parallèle des exigences en matière de données de la norme PRC-006-2 (*Délestage en sous-fréquence automatique*)^{21, 22} approuvée par la FERC. Bien que certaines de ces exigences parallèles de la norme PRC-006-2 soient ciblées pour la phase 2 du projet Paragraphe 81, elles n'ont pas encore été déclarées conformes aux critères ; en outre, le comité d'expertise indépendant recommande de ne pas supprimer ces candidats au projet Paragraphe 81, invoquant « la nécessité d'attentes claires envers les *coordonnateurs de la planification* pour qu'ils partagent les données nécessaires pour déterminer les paramètres de leurs programmes de DSF. »

Justification

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

Justification de la section Applicabilité

La présente norme vise les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* qui ont un *programme de DST* ou qui en préparent un, ainsi que les *distributeurs* et *propriétaires d'installation de transport* responsables de la propriété, de l'exploitation ou du contrôle de l'équipement de DST conformément au *programme de DST* élaboré par le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification*. Ces *distributeurs* et ces *propriétaires d'installation de transport* sont appelés « entités DST » aux fins de la présente norme.

20. Se reporter au document du comité d'expertise indépendant (IERP). Référence :

http://www.nerc.com/pa/Stand/Standard%20Development%20Plan/Standards_Independent_Experts_Review_Project_Report-SOTC_and_Board.pdf.

21. <http://www.nerc.com/layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=PRC-006-2&title=Automatic%20Underfrequency%20Load%20Shedding>.

22. Adoption par le Conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

La norme vise à la fois les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport*, car les uns comme les autres peuvent être chargés de concevoir et de coordonner le *programme de DST* d'après des contrats, des protocoles d'entente ou des tarifs.

L'expression « *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* » donne la latitude voulue pour que les exigences de la norme s'appliquent à l'entité qui doit agir. Ce ne sont pas les deux entités qui sont tenues d'agir ; celles-ci doivent plutôt s'entendre entre elles pour décider si l'entité responsable doit être le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*.

Justification de l'exigence E1

Au paragraphe 1509 de son Ordonnance 693, la FERC demande à la NERC d'exiger une démarche intégrée et coordonnée pour tous les systèmes de protection. L'équipe de rédaction convient qu'un manque de coordination entre les systèmes de protection présente un risque certain pour la fiabilité, et que chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui crée un *programme de DST* devrait en évaluer la viabilité et l'efficacité avant sa mise en œuvre. Cette évaluation se doit d'englober les études et analyses qui sous-tendent l'élaboration du programme et qui montrent comment celui-ci remédie aux conditions de sous-tension qui ont mené à sa conception. Ces études et analyses devraient aussi montrer que le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle. Bien qu'elles soient présentées comme des éléments séparés, l'équipe de rédaction reconnaît que les études qui traitent des questions de coordination et celles qui concernent les problèmes de sous-tension peuvent être interreliées et présentées sous la forme d'une seule et même analyse globale.

En outre, l'exigence E1 demande aussi au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* de transmettre les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* aux entités DST chargées d'exécuter le programme. Il est noté que les études visant à évaluer l'efficacité du programme devront être terminées avant la transmission des spécifications et du calendrier de mise en œuvre.

Justification de l'exigence E2

Les entités DST sont tenues de mettre en œuvre un *programme de DST* ou les actions correctives demandées pour celui-ci conformément aux spécifications et au calendrier fournis par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*. Si les entités DST ne respectent pas les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST*, celui-ci risque de manquer d'efficacité et de ne pas atteindre le but visé.

Justification de l'exigence E3

Une évaluation complète périodique (analyse détaillée) doit permettre de connaître les effets cumulés de divers changements mineurs survenus dans le réseau depuis l'évaluation précédente, et doit

comprendre une évaluation de chaque *programme de DST* afin de maintenir l'intégration et la coordination. Cette évaluation complète vient s'ajouter à l'exigence de la norme TPL-001-4 qui prescrit une évaluation annuelle de l'impact des systèmes de protection.

À partir des connaissances et de l'expérience des membres de l'équipe de rédaction, et compte tenu des délais associés à des exigences semblables dans d'autres normes de fiabilité PRC, l'intervalle maximal admissible entre les évaluations a été fixé à 60 mois civils. L'évaluation sera effectuée avant la fin du délai de 60 mois civils si le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* considère que des changements importants dans la topologie du réseau ou dans les conditions de service remettent en question l'efficacité d'un *programme de DST*. Il est à noter que le délai de 60 mois civils recommence à courir après chaque évaluation.

Justification de l'exigence E4

Un *programme de DST* qui ne fonctionne pas comme prévu pendant une excursion de tension pour laquelle il a été conçu présente un risque sérieux pour la fiabilité du réseau. C'est pourquoi il est essentiel de mener en temps utile une évaluation pour déterminer 1) si le *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension et 2) le comportement de l'équipement du *programme de DST* associé à l'événement en question. Le délai de 12 mois civils (à compter de la date de l'événement) offre suffisamment de temps pour établir la coordination avec d'autres *coordonnateurs de la planification, planificateurs de réseau de transport, exploitants de réseau de transport* et entités DST, pour simuler les conditions avant et après l'événement et pour terminer l'évaluation de l'efficacité du *programme de DST*.

Justification de l'exigence E5

Si des lacunes sont constatées pendant une évaluation selon l'exigence E3 ou E4, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit élaborer un *plan d'actions correctives* afin de corriger ces lacunes. À partir des connaissances et de l'expérience des membres de l'équipe de rédaction en matière d'études de DST, un délai de trois mois civils a été jugé être un compromis judicieux entre l'impératif de corriger rapidement les lacunes préjudiciables à la fiabilité et le temps nécessaire pour envisager diverses solutions possibles, coordonner les ressources, élaborer un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre, puis communiquer ce plan et son calendrier aux entités DST.

Il est à noter que ce délai de trois mois civils couvre uniquement l'élaboration du *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre, puis leur transmission aux entités DST ; il n'inclut pas le temps nécessaire pour la mise en œuvre du plan par les entités DST. C'est l'exigence E2 qui oblige les entités DST à exécuter le *plan d'actions correctives* conformément au calendrier transmis par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*.

Justification de l'exigence E6

Le *coordonnateur de la planification* doit disposer de données exactes et à jour pour les études de sous-tension et pour les analyses d'événement. L'exigence E6 vise à répondre à ce besoin de fiabilité en demandant au *coordonnateur de la planification* de mettre à jour au moins une fois par année civile sa base de données sur les *programmes de DST*.

Justification de l'exigence E7

Le *coordonnateur de la planification* doit disposer de données exactes et à jour pour les études de sous-tension et pour les analyses d'événement. L'exigence E7 vise à répondre à ce besoin de fiabilité en demandant aux entités DST de fournir les données relatives aux *programmes de DST* conformément aux paramètres indiqués.

Justification de l'exigence E8

L'exigence E8 va dans le sens de la démarche intégrée et coordonnée en matière de *programmes de DST* demandée au paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC, en stipulant que les bases de données sur les *programmes de DST* doivent être partagées avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones voisines dans un délai raisonnable. Ces bases de données doivent aussi être transmises, sur demande, aux entités fonctionnelles qui ont un besoin en matière de fiabilité, par exemple les *exploitants de réseau de transport* qui établissent les *limites d'exploitation du réseau* et les *coordonnateurs de la fiabilité* qui établissent les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion*.

Norme PRC-010-2 — Délestage de charge en sous-tension
Annexe QC-PRC-010-2
Dispositions particulières de la norme PRC-010-2 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 :** Délestage de charge en sous-tension
2. **Numéro :** PRC-010-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
Aucune.
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 : 2 avril 2017.

Les normes PRC-004-5(i), PRC-010-2 et EOP-011-1 doivent être adoptées simultanément.

Cette norme doit être mise en vigueur en même temps que l'ajout de la définition «programme de DST» et la modification du terme de glossaire « plan de défense ».

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~R~~Responsable des mesures pour assurer la conformité
~~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 d'évaluation de la conformité

~~Aucune disposition particulière~~ Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Soumission périodique de données

Déclaration de non-conformité

Norme PRC-010-2 — Délestage de charge en sous-tension
Annexe QC-PRC-010-2
Dispositions particulières de la norme PRC-010-2 applicables au Québec

[Rapport par exception](#)

[Enquête à la suite d'une plainte](#)

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

Norme PRC-010-2 — Délestage de charge en sous-tension

Annexe QC-PRC-010-2

Dispositions particulières de la norme PRC-010-2 applicables au Québec

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

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

A. Introduction

1. **Titre :** **Fonctionnement des relais pendant les oscillations de puissance stables**

2. **Numéro :** PRC-026-1

3. **Objet :** Faire en sorte que les relais de protection sensibles à la charge ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*.

4. **Applicabilité :**

4.1. **Entités fonctionnelles :**

4.1.1 *Propriétaire d'installation de production* qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC-026-1, aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations

4.1.2 *Coordonnateur de la planification*

4.1.3 *Propriétaire d'installation de transport* qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC-026-1, aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations

4.2. **Installations :** *Éléments* suivants faisant partie du *système de production-transport d'électricité (BES)* :

4.2.1 groupes de production ;

4.2.2 transformateurs ;

4.2.3 lignes de *transport*.

5. **Contexte :**

Il s'agit de la troisième des trois phases d'un projet d'élaboration de normes, consacrée à la rédaction de la présente norme de fiabilité sur le fonctionnement des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. Le 18 mars 2010, l'Ordonnance 733 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a approuvé la norme de fiabilité PRC-023-1, *Capacité de charge des relais de transport*. Dans cette ordonnance, la FERC demandait à la NERC d'entreprendre des travaux sur trois aspects de la capacité de charge des relais, plus particulièrement : apporter des modifications à la norme PRC-023-1 approuvée, élaborer une nouvelle norme de fiabilité sur la capacité de charge des relais de protection des groupes de production, et élaborer une nouvelle norme de fiabilité sur le fonctionnement des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. La demande SAR de ce projet a répondu à ces prescriptions de la NERC en établissant une démarche d'élaboration de normes en trois phases.

La phase 1 a porté sur les modifications demandées par l'Ordonnance 733 de la FERC à la norme PRC-023-1. La norme de fiabilité PRC-023-2, ainsi modifiée, est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2012.

La phase 2 a été consacrée à la rédaction de la nouvelle norme de fiabilité PRC-025-1, *Capacité de charge des relais de groupe de production*, portant sur la capacité de charge des relais de protection de groupes de production. La norme PRC-025-1 est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2014, en même temps que la norme PRC-023-3, modifiée pour des raisons d'harmonisation avec la norme PRC-025-1.

La phase 3 vise à empêcher le déclenchement intempestif des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. Il s'agit de désigner les *éléments* pour lesquels une oscillation

de puissance stable ou instable peut nuire au fonctionnement des *systèmes de protection*, d'évaluer la capacité des relais de protection sensibles à la charge de ne pas se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable uniquement, et de mettre en œuvre des *plans d'actions correctives* si nécessaire. La phase 3 améliore la sécurité des relais de protection sensibles à la charge, en faisant en sorte qu'ils restent insensibles aux oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut* tout en maintenant intacte leur sûreté de fonctionnement en cas de défaut ou de perte de synchronisme.

6. Dates d'entrée en vigueur :

Exigence E1

Le premier jour de la première année civile à survenir 12 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. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour de la première année civile à survenir 12 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.

Exigences E2, E3 et E4

Le premier jour de la première année civile à survenir 36 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. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour de la première année civile à survenir 36 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 planification* doit, au moins une fois par année civile, signaler chaque groupe de production, transformateur et ligne de transport dans sa zone qui est un *élément* du *BES* et qui répond à un ou plusieurs des critères suivants, le cas échéant, au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* auquel il appartient :

[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

Critères :

1. Groupe de production soumis à une contrainte de stabilité angulaire précisée dans une *limite d'exploitation du réseau (SOL)* ou un *plan de défense*, ainsi que les *éléments* raccordés au poste de *transport* associé à ce groupe de production.
2. *Élément* surveillé dans le cadre d'une *limite SOL* établie selon la méthodologie¹ du *coordonnateur de la planification* d'après une contrainte de stabilité angulaire.
3. *Élément* qui forme la limite d'un îlot dans la plus récente évaluation de conception d'un délestage de charge en sous-fréquence (DSF), d'après l'application des critères du *coordonnateur de la planification* pour la délimitation des îlots, seulement si l'îlot est créé par la mise hors circuit de l'*élément* pour cause d'instabilité angulaire.
4. *Élément* désigné dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle, dans le cas où il y a déclenchement de relais en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable² pendant une perturbation simulée.

M1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant que les groupes de production, transformateurs et lignes de transport qui sont des *éléments* du *BES* et qui répondent à un ou plusieurs des critères de l'exigence E1, le cas échéant, ont été signalés à leur *propriétaire d'installation de production* et à leur *propriétaire d'installation de transport* respectifs. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, télécopies, registres, rapports, transmissions, listes ou feuilles de chiffrier.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit :

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

- 2.1. dans un délai de 12 mois civils complets après avoir été avisé d'un *élément* du *BES* conformément à l'exigence E1, déterminer si son ou ses relais de protection sensibles à la charge appliqués à cet *élément* répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, si ce ou ces relais n'ont pas été évalués selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 au cours des cinq dernières années civiles ;

1. Exigence E3 de la norme de fiabilité FAC-014-2, *Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau*.
2. Un exemple d'oscillation de puissance instable est présenté dans la section *Éclaircissements et commentaires techniques*, à la rubrique *Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences*.

- 2.2. dans un délai de 12 mois civils complets après avoir constaté³ qu'un groupe de production, un transformateur ou une ligne de transport qui est un *élément* du *BES* a été mis hors circuit par le fonctionnement de ses relais de protection en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable⁴, déterminer si le ou les relais de protection sensibles à la charge appliqués à cet *élément* du *BES* répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1.
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant que l'évaluation a été effectuée conformément à l'exigence E2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : tracés de caractéristique d'impédance apparente, courriels, dessins de conception, télécopies, diagrammes R-X, imprimés de logiciel, registres, rapports, transmissions, listes, fiches de réglage ou feuilles de chiffrier.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit, dans un délai de six mois civils complets après avoir déterminé selon l'exigence E2 qu'un relais de protection sensible à la charge ne répond pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, élaborer un *plan d'actions correctives* afin de remplir une des conditions suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps différé*]
- faire en sorte que le *système de protection* réponde aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, tout en assurant une détection sûre des défauts et un fonctionnement sûr en cas de perte de synchronisme (si le déclenchement sur perte de synchronisme est appliqué aux bornes de l'*élément* du *BES*) ; ou
 - faire en sorte que le *système de protection* soit exclu selon les critères de l'annexe A de la norme PRC-026-1 (par exemple en modifiant le *système de protection* afin que les fonctions du relais soient supervisées par un blocage sur oscillation de puissance ou au moyen de systèmes de relais insensibles aux oscillations de puissance), tout en assurant une détection sûre des défauts et un déclenchement sûr en cas de perte de synchronisme (si le déclenchement sur perte de synchronisme est appliqué aux bornes de l'*élément* du *BES*).
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant l'élaboration d'un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : plans d'actions correctives, fiches d'entretien, fiches de réglage, dossiers de projet ou de programme de gestion des travaux et ordres de travail.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E3 et le mettre à jour en cas de changement concernant les activités ou le calendrier, jusqu'à ce que toutes les activités aient été exécutées.
[*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

-
3. Quelques exemples de circonstances qui peuvent amener une entité à constater une oscillation de puissance sont présentés à la section Éclaircissements et commentaires techniques, rubrique Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance.
4. Un exemple d'oscillation de puissance instable est présenté dans la section Éclaircissements et commentaires techniques, à la rubrique Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences.

- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant la mise en œuvre de chaque *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E4, y compris sa mise à jour en cas de changement concernant les activités ou le calendrier. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : plans d'actions correctives, fiches d'entretien, fiches de réglage, dossiers de projet ou de programme de gestion des travaux et ordres de travail.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~R~~**Responsable des mesures pour assurer la conformité**~~esponsible 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

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

Le *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la planification* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives selon les modalités indiquées ci-après, à moins que le CEA leur demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

- Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 pendant au moins une année civile après avoir satisfait à l'exigence.
- Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives des évaluations prescrites à l'exigence E2 pendant au moins 12 mois civils suivant la fin de chaque évaluation s'il n'y a pas lieu d'élaborer un *plan d'actions correctives*.
- Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives relatives aux exigences E2, E3 et E4 pendant au moins 12 mois civils suivant la fin de l'exécution de chaque *plan d'actions correctives*.

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

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

1.3. Processus de surveillance et ~~de mise en application des normes~~ d'évaluation de la conformité

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

1.4. Autres informations sur la conformité

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	Planification à long terme	Moyen	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Exploitation en temps différé	Élevé	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2.

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification à long terme	Moyen	<p>Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de six mois civils et d'au plus sept mois civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de sept mois civils et d'au plus huit mois civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de huit mois civils et d'au plus neuf mois civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de neuf mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3.</p>

	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	Planification à long terme	Moyen	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> , mais ne l'a pas mis à jour en cas de changement concernant les activités ou le calendrier, conformément à l'exigence E4.	S. O.	S. O.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas mis en œuvre un <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E4.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

Burdy, John. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

IEEE Power System Relaying Committee WG D6. *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines*, juillet 2005 : <http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20F..pdf>.

Kimbark Edward Wilson. *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, publié par John Wiley and Sons, 1950.

Kundur, Prabha. *Power System Stability and Control*, 1994, Palo Alto: EPRI, McGraw Hill, Inc.

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC. *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf.

Reimert, Donald. *Protective Relaying for Power Generation Systems*, 2006, Boca Raton, CRC Press.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouveau document

PRC-026-1 – Annexe A

Cette norme s'applique aux fonctions de protection susceptibles de commander un déclenchement instantané ou avec une temporisation de moins de 15 cycles en fonction du courant de charge (fonctions « sensibles à la charge »), y compris, sans limitation, les fonctions suivantes :

- Distance de phase
- Surintensité de phase
- Perte de synchronisme
- Perte de champ

Les fonctions de protection suivantes ne sont pas visées par la présente norme :

- Éléments de relais supervisés par une fonction de blocage sur oscillation de puissance
- Éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaillance d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :
 - éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
 - éléments de relais qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication.
- Relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées* dynamiques des installations
- Éléments de relais associés à des lignes à courant continu
- Éléments de relais associés à des transformateurs de convertisseur à courant continu
- Éléments de relais de détection de défauts de phase servant à superviser d'autres éléments de distance de phase sensibles à la charge (par exemple pour prévenir tout fonctionnement intempestif en cas de perte de potentiel)
- Éléments de relais associés à des systèmes à enclenchement sur défaut (SOTF)
- Relais à retour de puissance sur un groupe de production
- Éléments de relais de groupe de production qui sont armés seulement lorsque le groupe est débranché du réseau (par exemple des éléments de surintensité non directionnels combinés à des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts)
- Relais à courant différentiel, relais à fil pilote et relais à comparaison de phases
- Relais à maximum de courant à retenue de tension ou à commande par tension

PRC-026-1 – Annexe B

Critère A :

Un relais d'impédance utilisé pour le déclenchement est censé ne pas intervenir pendant une oscillation de puissance stable, lorsque la caractéristique du relais est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable⁵. La région d'oscillation de puissance instable est formée par l'union de trois formes dans le plan d'impédance (R-X) : 1) un cercle inférieur de perte de synchronisme, qui représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 0,7 ; 2) un cercle supérieur de perte de synchronisme, qui représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 1,43 ; et 3) une lentille qui relie les extrémités de l'impédance totale du réseau (en l'absence de l'impédance de transfert parallèle) et délimitée par les tracés de variation entre 0,0 et 1,0 par unité des tensions du réseau côté générateur et côté récepteur, l'angle de séparation du réseau étant maintenu constant pour toute l'étendue de l'impédance totale du réseau, dans les conditions suivantes :

1. L'angle de séparation du réseau est :
 - d'au moins 120 degrés ; ou
 - inférieur à 120 degrés si une analyse de stabilité en régime transitoire documentée démontre que l'angle de séparation stable maximal prévu est inférieur à 120 degrés.
2. Toute la production est en service et tous les *éléments* de transport du *BES* sont dans leur état de fonctionnement normal lorsqu'on calcule l'impédance du réseau.
3. Une réactance saturée (transitoire ou sous-transitoire) est utilisée pour toutes les machines.

5. Voir la section Éclaircissements et commentaires techniques, figures 1 et 2.

PRC-026-1 – Annexe B

Critère B :

Le réglage d'un élément de relais à maximum de courant utilisé pour le déclenchement, qui est supérieur à la valeur de courant calculée (en l'absence de l'impédance de transfert parallèle), dans les conditions suivantes :

1. L'angle de séparation du réseau est :
 - d'au moins 120 degrés ; ou
 - inférieur à 120 degrés si une analyse de stabilité en régime transitoire documentée démontre que l'angle de séparation stable maximal prévu est inférieur à 120 degrés.
2. Toute la production est en service et tous les *éléments* de transport du *BES* sont dans leur état de fonctionnement normal lorsqu'on calcule l'impédance du réseau.
3. Une réactance saturée (transitoire ou sous-transitoire) est utilisée pour toutes les machines.
4. Les tensions côté générateur et côté récepteur sont toutes deux de 1,05 par unité.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

Le document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, publié en août 2013⁶ (le « Rapport PSRPS » ou le « Rapport »), a été préparé spécialement pour appuyer l'élaboration de la présente norme de fiabilité de la NERC. Le Rapport présente un survol historique des oscillations de puissance, qui remonte jusqu'à 1965 et se termine l'année de l'approbation du Rapport par le Comité de planification de la NERC. Il traite aussi des questions de fiabilité liées à l'arbitrage entre la sûreté de fonctionnement et la sécurité des *systèmes de protection*, présente des réflexions sur l'élaboration de la norme de fiabilité de la NERC, et rassemble des informations techniques sur les caractéristiques des oscillations de puissance et sur divers enjeux concernant les applications pratiques et les approches possibles. Le Rapport suggère pour la présente norme de fiabilité de la NERC une démarche axée sur les trois prescriptions pertinentes de l'Ordonnance 733 de la FERC. La première prescription concerne le besoin d'une norme qui imposerait « ...l'utilisation de systèmes de relais de protection capables de différencier les défauts et les oscillations de puissance stables et, si nécessaire, le retrait graduel des systèmes de relais de protection non conformes à cette exigence⁷ ». La deuxième prescription demande « ...d'élaborer une norme de fiabilité visant à empêcher le fonctionnement intempestif de relais lors d'oscillations de puissance stables⁸ ». La troisième prescription, qui demande « ...d'envisager, dans l'élaboration de la nouvelle norme de fiabilité sur les oscillations de puissance stables, des stratégies d'îlotage assurant la viabilité de tous les îlots⁹ », a été prise en compte lors de l'élaboration de la présente norme.

L'élaboration de la présente norme intègre la plupart des suggestions du Rapport PSRPS. Cependant, il est à noter que le *coordonnateur de la fiabilité* et le *planificateur de réseau de transport* ne figurent pas dans la section Applicabilité de la présente norme (comme le suggère le Rapport). Il a en effet été jugé souhaitable qu'une seule entité – le *coordonnateur de la planification* – puisse désigner les *éléments* selon l'exigence E1. Cette responsabilité exclusive évite que plusieurs entités désignent des *éléments* de façon redondante, ou à l'inverse qu'une entité décide de ne pas désigner un *élément* parce qu'elle croit qu'une autre entité s'en charge. Le *coordonnateur de la planification* détient le modèle de la zone étendue ou y a accès, et peut désigner adéquatement les *éléments* potentiellement trop sensibles à une oscillation de puissance stable ou instable. En outre, l'absence du *coordonnateur de la fiabilité* et du *planificateur de réseau de transport* dans la section Applicabilité est en harmonie avec d'autres normes de fiabilité de la NERC sur la capacité de charge des relais (par exemple les normes PRC-023 et PRC-025), ainsi qu'avec le modèle fonctionnel de la NERC.

Le passage « tout en assurant une détection sûre des défauts et un fonctionnement sûr en cas de perte de synchronisme » de l'exigence E3 précise que le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent satisfaire à la présente norme tout en atteignant leurs propres objectifs de protection. Les relais de protection sensibles à la *charge* visés par la présente norme peuvent avoir pour mission d'assurer diverses fonctions de protection de réserve, tant pour un groupe de production ou une centrale que dans le réseau de transport, et la présente norme ne doit pas avoir pour effet de nuire à ces fonctions de protection. Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent tenir compte à la fois des exigences de la présente norme et de leurs

-
6. Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 :
http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf
 7. *Transmission Relay Loadability Reliability Standard*, Ordonnance 733 de la FERC, ¶ 61,221 (2010), paragraphe 150.
 8. Ibid., paragraphe 153.
 9. Ibid., paragraphe 162.

objectifs de protection, et apporter des modifications à leurs relais de protection ou à leur stratégie de protection de manière à respecter ces deux impératifs.

Oscillations de puissance

Dans un document technique intitulé *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines* (juillet 2005), l'IEEE Power System Relaying Committee WG D6 présente un exposé de fond sur les oscillations de puissance. Les définitions générales suivantes sont tirées de ce document¹⁰ :

Oscillation de puissance – Fluctuation d'un transit de puissance triphasé qui survient lorsque les angles de rotor de différents groupes de production se retrouvent en avance ou en retard les uns par rapport aux autres en réponse à des changements dans la valeur et la direction de la charge, à des manœuvres de ligne, à des pertes de production, à des défauts ou à d'autres perturbations du réseau.
Glissement de pôle – Situation dans laquelle l'angle de la tension aux bornes d'un groupe de production ou d'un ensemble de groupes de production se trouve déphasé de plus de 180 degrés par rapport au reste du réseau électrique raccordé.

Oscillation de puissance stable – Une oscillation de puissance est qualifiée de stable s'il n'y a pas de glissement de pôle dans les groupes de production et si le réseau retrouve un nouvel état d'équilibre, c'est-à-dire un régime d'exploitation acceptable.

Oscillation de puissance instable – Oscillation de puissance qui entraîne un glissement de pôle dans un groupe de production ou un ensemble de groupes de production, au point de nécessiter une action corrective.

Perte de synchronisme – Même phénomène qu'une oscillation de puissance instable.

Centre électrique du réseau ou zéro de tension – Un ou plusieurs points dans le réseau où la tension devient nulle pendant une oscillation de puissance instable.

Tâches dévolues aux entités

Le Rapport PSRPS présente un fondement technique ainsi qu'une démarche qui cible les *systèmes de protection* potentiellement trop sensibles aux oscillations de puissance afin de réaliser l'objectif de la norme PRC-026-1. Cette démarche réduit le nombre de relais potentiellement visés par cette norme en limitant l'examen aux *éléments* du *BES* dont les relais de protection sensibles à la charge doivent être évalués. La première étape applique des critères permettant de reconnaître les *éléments* pour lesquels un *système de protection* est susceptible d'être sollicité par des oscillations de puissance. Une fois ces *éléments* connus, la deuxième étape consiste à évaluer chaque relais de protection sensible à la charge associé à chacun des *éléments* en question. Plutôt que d'obliger le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* à effectuer des simulations pour obtenir l'information voulue sur chaque *élément* désigné, la présente norme demande au *propriétaire d'installation de production* et au *propriétaire d'installation de transport* de comparer la caractéristique des relais de protection sensibles à la charge à des critères précis présentés à l'annexe B de la norme PRC-026-1, ce qui réduira le besoin de simulation.

Applicabilité

Les entités visées par la présente norme sont le *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la planification* et le *propriétaire d'installation de transport*. Plus précisément, ce sont le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* qui doivent évaluer les relais de protection sensibles à la charge associés aux *éléments* du *BES* désignés. La norme s'applique aux *éléments* du *BES* suivants : groupes de production, transformateurs et lignes de transport. Il a été

10. <http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20E..pdf>

envisagé d'ajouter le *distributeur* aux entités visées par la présente norme ; cette idée n'a pas été retenue puisque cette entité, selon son inscription fonctionnelle, ne peut posséder de groupes de production, de lignes de transport ou de transformateurs ne servant pas à l'approvisionnement.

Les relais de protection sensibles à la charge comprennent les fonctions de protection susceptibles de provoquer un déclenchement, avec ou sans temporisation, selon le courant de charge.

Exigence E1

Le *coordonnateur de la planification* a une bonne vue d'ensemble sur le réseau et est bien placé pour déterminer quels *éléments*, le cas échéant, répondent aux critères. L'application de critères de sélection répond aux indications du document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Protection System Response to Power Swings* (août 2013)¹¹, qui recommande une démarche sélective pour déterminer les *éléments* à risque. Cette détermination est faite à partir des *évaluations de la planification* annuelles prescrites par les normes sur la planification du transport (normes TPL) et d'autres normes de fiabilité de la NERC (par exemple la norme PRC-006) ; la présente norme n'impose pas d'autres évaluations au *coordonnateur de la planification*. L'exigence d'aviser à chaque année civile les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* concernés est suffisante, puisque le *coordonnateur de la planification* procédera normalement à ces notifications après avoir terminé ses *évaluations de la planification* annuelles. Le *coordonnateur de la planification* est tenu de faire ces notifications à chaque année civile même si une étude est effectuée moins fréquemment (par exemple à intervalles de cinq ans selon la norme PRC-006, *Délestage en sous-fréquence automatique*) et que l'information n'a pas changé. Il est possible qu'un *coordonnateur de la planification* puisse utiliser des études d'une année antérieure pour déterminer les notifications nécessaires selon l'exigence E1.

Critère 1

Le premier critère concerne les groupes de production soumis à une contrainte de stabilité angulaire couverte par une *limite d'exploitation du réseau (SOL)* ou un *plan de défense*, ainsi que les *éléments* raccordés au poste de *transport* associé à ces groupes de production. Par exemple, un automate consistant à réduire la production dans des conditions particulières est mis en œuvre pour une centrale à quatre groupes de production totalisant 1 100 MW. Deux de ces groupes ont une puissance de 500 MW chacun ; l'un est raccordé au réseau à 345 kV et l'autre au réseau à 230 kV. Le *propriétaire d'installation de transport* a deux lignes de transport à 230 kV et une ligne de transport à 345 kV, toutes trois raccordées à l'installation de production, ainsi qu'un autotransformateur de 345-230 kV. Le reste de la capacité de production, soit 100 MW, est constituée de deux turbines à combustion de 50 MW raccordées à quatre lignes de transport à 66 kV. Ces lignes à 66 kV ne sont pas raccordées électriquement aux lignes à 345 kV et à 230 kV à la centrale même, et ne sont pas soumises à la limite d'exploitation ni au *plan de défense*. Une contrainte de stabilité limite à 700 MW la production de la partie de la centrale soumise au *plan de défense* en cas d'indisponibilité de la ligne à 345 kV. Le *plan de défense* met hors circuit un des groupes de 500 MW afin de maintenir la stabilité en cas de perte de la ligne à 345 kV lorsque la production totale des deux groupes de 500 MW est supérieure à 700 MW. Dans cet exemple, les groupes de 500 MW et leurs transformateurs élévateurs (GSU) seraient désignés comme des *éléments* qui répondent au critère 1. L'autotransformateur à 345/230 kV, la ligne de transport à 345 kV et les deux lignes de transport à 230 kV répondraient eux aussi à ce critère. Les turbines à combustion de 50 MW et la ligne de transport à 66 kV ne répondraient pas au critère 1, car ces *éléments* ne sont pas soumis à une

11. http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

limite d'exploitation ni à un *plan de défense* et ne sont pas raccordés au poste de *transport* associé aux groupes de production qui sont soumis à la *limite SOL* ou au *plan de défense*.

Critère 2

Le deuxième critère concerne les *éléments* qui sont surveillés dans le cadre d'une *limite d'exploitation du réseau (SOL)* établie en raison d'une contrainte de stabilité angulaire, sans égard aux conditions d'indisponibilité qui entraînent la mise en œuvre de la *limite SOL*. Par exemple, si deux longues lignes de transport parallèles à 500 kV ont une *limite SOL* combinée de 1 200 MW et que cette limite est liée à l'instabilité angulaire résultant d'un défaut et de la perte subséquente d'une des deux lignes, ces deux lignes seraient désignées comme des éléments qui répondent au critère 2.

Critère 3

Le troisième critère concerne des *éléments* qui forment la limite d'un îlot dans la plus récente évaluation de conception d'un délestage de charge en sous-fréquence (DSF). Ce critère s'applique aux îlots délimités d'après l'application des critères du *coordonnateur de la planification* pour la délimitation des îlots, et seulement si l'îlot est créé par la mise hors circuit des *éléments* en question pour cause d'instabilité angulaire. Le critère s'applique si l'instabilité angulaire est modélisée dans l'évaluation de conception du DSF, ou si la limite est définie « hors réseau » (les *éléments* sont désignés d'après des considérations d'instabilité angulaire, mais ils sont mis hors circuit dans l'évaluation de conception du DSF sans modélisation de l'instabilité angulaire déclencheuse). Dans les cas où une perte de synchronisme est détectée et où le déclenchement est amorcé à un autre endroit, le critère s'applique à l'*élément* sur lequel l'oscillation de puissance est détectée. Le critère ne s'applique pas à des îlots délimités à partir d'autres facteurs non liés à l'instabilité angulaire, par exemple une charge excessive, des lignes d'interconnexion à la périphérie d'une zone de *coordonnateur de la planification* ou des lignes d'interconnexion à la périphérie d'une zone d'équilibrage.

Critère 4

Le quatrième critère concerne des *éléments* désignés dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle, dans le cas où le déclenchement de relais survient en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable¹² pendant une perturbation simulée. Ce critère amène le *coordonnateur de la planification* à désigner tout *élément* pour lequel un déclenchement de relais a été observé pendant des simulations effectuées lors de la plus récente *évaluation de la planification* annuelle prescrite par la norme de fiabilité de planification du transport TPL-001-4. Il est à noter que le déclenchement de relais doit être évalué dans le cadre de ces *évaluations de la planification* annuelles selon l'alinéa 4.3.1.3 de l'exigence E4 de la norme TPL-001-4, qui stipule que l'analyse doit comprendre le « déclenchement de lignes de transport ou de transformateurs, si les oscillations transitoires entraînent le fonctionnement du système de protection, d'après des modèles de relais génériques ou réels ». Le fait de désigner de tels *éléments* selon le critère 4 et d'en aviser les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* respectifs obligera les propriétaires de tout relais de protection sensible à la charge relié aux bornes de chaque *élément* désigné à évaluer la sensibilité de ce relais aux oscillations de puissance stables.

Le *coordonnateur de la planification* a la latitude voulue pour déterminer si un déclenchement observé pour une oscillation de puissance dans son *évaluation de la planification* répond à des contingences ou des conditions de réseau valides. Le *coordonnateur de la planification* considère individuellement tout

12. Se reporter à la rubrique Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences.

déclenchement observé dans une analyse de régime transitoire ; il devra donc désigner les *éléments* uniquement d'après les résultats de simulation jugés valides.

Étant donné la manière dont une *évaluation de la planification* est effectuée, il peut y avoir des cas où un *élément* désigné antérieurement n'est pas désigné dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle. Une telle situation est acceptable dans la mesure où le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* auront agi par suite de la notification initiale de l'*élément* désigné antérieurement. Lorsqu'un *élément* n'est pas désigné dans les évaluations de la planification subséquentes, c'est normalement que le risque de déclenchement de relais de protection sensible à la charge en réponse à une oscillation de puissance stable en conditions autres que de *défaut* a déjà été évalué selon l'exigence E2 et que tout correctif nécessaire a été apporté conformément aux exigences E3 et E4 si le relais ne répondait pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1. Selon l'exigence E2, le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* sont tenus de réévaluer chaque relais de protection sensible à la charge pour un *élément* désigné uniquement si cette évaluation n'a pas été effectuée au cours cinq dernières années civiles.

Bien que l'exigence E1 demande au *coordonnateur de la planification* d'aviser le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* de tout *élément* qui répond à un ou plusieurs des quatre critères, elle n'interdit aucunement au *coordonnateur de la planification* de fournir, à l'avance ou sur demande, un complément d'information (comme les caractéristiques d'impédance apparente) qui pourraient être utiles dans l'évaluation des relais de protection. Les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* sont toutefois en mesure d'évaluer les relais de protection et d'apporter les correctifs requis sans complément d'information. La norme n'oblige pas les entités à fournir une information qui serait déjà partagée ou échangée entre les entités pour les besoins de l'exploitation. Malgré l'absence d'exigence concernant l'échange d'information, les entités doivent être sensibles à l'importance d'évaluer le fonctionnement des relais à la lumière de l'information la plus récente disponible.

Exigence E2

L'exigence E2 demande au *propriétaire d'installation de production* et au *propriétaire d'installation de transport* d'évaluer ses relais de protection sensibles à la charge afin de s'assurer qu'ils ne se déclencheront pas en réponse à des oscillations de puissance stables.

L'annexe A de la norme PRC-026-1 présente la liste des relais sensibles à la charge qu'il est nécessaire d'évaluer ; cette liste comprend les fonctions de distance de phase, de surintensité de phase, de perte de synchronisme et de perte de champ. Les relais de distance de phase peuvent comprendre, sans limitation, les types suivants :

- Éléments de zone à déclenchement instantané ou à temporisation intentionnelle de moins de 15 cycles
- Éléments de distance de phase utilisés dans les systèmes de déclenchement rapide à liaison de communication, notamment :
 - blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - déblocage par comparaison directionnelle (DCUB) ;
 - permissif à portée étendue (POTT) ;
 - permissif à portée réduite (PUTT).

La norme impose aux *propriétaires d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de transport* une méthode d'évaluation uniforme selon des conditions précises. Lorsqu'un *propriétaire d'installation de production* ou un *propriétaire d'installation de transport* est avisé qu'un de ses *éléments* répond aux critères de l'exigence E1, il dispose de 12 mois civils complets pour déterminer si les relais de protection sensibles à la charge associés à cet *élément* répondent aux critères de l'annexe B de la norme

PRC-026-1, si cette évaluation n'a pas été effectuée au cours des cinq dernières années civiles. Par ailleurs, chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* qui constate qu'un groupe de production, un transformateur ou une ligne de transport qui est un *élément* du BES a été mis hors circuit en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable en raison du fonctionnement de ses relais de protection, selon l'alinéa 2.2 de l'exigence E2, doit procéder à la même évaluation selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 dans un délai de 12 mois civils complets.

Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance

L'alinéa 2.2 de l'exigence E2 vise à obliger le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* à agir lorsqu'ils ont connaissance d'une oscillation de puissance stable ou instable et qu'ils constatent que celle-ci a entraîné la mise hors circuit de l'*élément* de l'entité. Le critère spécifie d'abord la connaissance de l'événement (oscillation de puissance), puis le lien entre celui-ci et la mise hors circuit de l'*élément* de l'entité. On veut ainsi éviter que l'entité doive démontrer qu'elle a déterminé, pour chaque mise hors circuit d'un de ses *éléments*, si une oscillation de puissance était présente. Ce critère est structuré de cette façon compte tenu des moyens par lesquels un *propriétaire d'installation de production* et un *propriétaire d'installation de transport* pourraient avoir connaissance d'un *élément* mis hors circuit en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable par suite du fonctionnement de son ou ses relais de protection.

Les mises hors circuit d'*éléments* causées par des oscillations de puissance stables ou instables, bien que peu fréquentes, seraient plus courantes dans le cas d'une perturbation importante. La constatation d'une oscillation de puissance découle d'une analyse de l'événement. Une analyse d'événement qui peut révéler à l'entité une oscillation de puissance stable ou instable pourrait comprendre l'analyse interne effectuée par l'entité, l'examen du *système de protection* de l'entité suivant un déclenchement, ou une analyse à plus grande échelle menée par d'autres entités. L'analyse d'événement pourrait donner lieu à la participation de l'entité régionale de l'entité, et dans certains cas de la NERC elle-même.

Information commune aux éléments de production et de transport

L'annexe A de la norme PRC-026-1 énumère les relais de protection sensibles à la charge visés par la présente norme. Les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* peuvent posséder des relais de protection sensibles à la charge (par exemple des relais de distance) qui influent directement sur des *éléments* de production ou des *éléments* de transport faisant partie du BES ; une analyse est nécessaire si ces *éléments* sont désignés par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, ou s'ils sont découverts par le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* selon l'exigence E2. Par exemple, les relais de distance qui appartiennent au *propriétaire d'installation de transport* peuvent être installés du côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production (directionnels vers le groupe de production), offrant ainsi une capacité de réserve à la protection de la production. Les *propriétaires d'installation de production* peuvent avoir des relais de distance installés comme protection de réserve d'éléments de transport ou de transformateur élévateur de groupe de production. Le *propriétaire d'installation de production* peut avoir des relais installés aux bornes du groupe de production ou du côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production.

Exclusion des relais de protection sensibles à la charge selon la temporisation

La présente norme a pour objet de « faire en sorte que les relais de protection sensibles à la charge ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des

conditions autres que de *défaut* ». Les relais de protection sensibles à la charge à action rapide sont ceux qui risquent le plus de se déclencher pendant une oscillation de puissance ; c'est pourquoi ces relais, ainsi que les relais dont la temporisation est inférieure à 15 cycles, sont visés par la présente norme, alors que les autres relais (par exemple les relais de zones 2 et 3) ayant une temporisation de 15 cycles ou plus sont exclus. La valeur de temporisation adoptée pour l'exclusion de certains relais de protection sensibles à la charge est liée à la prévision du temps maximal pendant lequel le relais serait exposé à une oscillation de puissance stable à vitesse de glissement lente.

Afin d'établir une valeur limite de temporisation pour différencier un relais de protection sensible à la charge à risque élevé d'un autre dont la temporisation amoindrit le risque, on a compilé un échantillonnage de taux d'oscillation à partir d'une oscillation de puissance stable qui entre dans la caractéristique d'impédance puis en sort (voir le tableau 1). Pour une caractéristique d'impédance de relais dans laquelle l'oscillation de puissance entre à 90 degrés et sort à 120 degrés, la temporisation de zone doit être supérieure au temps calculé pendant lequel l'oscillation de puissance stable demeure à l'intérieur de la zone de déclenchement du relais pour que le relais ne se déclenche pas en réponse à l'oscillation de puissance stable.

$$\text{Éq. (1)} \quad \text{Tempor. de zone} > 2 \times \left(\frac{(120^\circ - \text{angle d'entrée dans la caractéristique du relais}) \times 60}{(360 \times \text{vitesse de glissement})} \right)$$

Temporisation de zone (cycles)	Vitesse de glissement (Hz)
10	1,00
15	0,67
20	0,50
30	0,33

Une temporisation de zone de 15 cycles correspond à une vitesse de glissement du réseau de 0,67 Hz, représentative d'une vitesse de glissement lente pendant une perturbation du réseau. Des temporisations plus longues permettent de tolérer des vitesses de glissement plus lentes.

Directives concernant les éléments de transport

Le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 décrit une région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois formes dans le plan d'impédance (R-X). La première forme, appelée cercle inférieur de perte de synchronisme, représente un rapport entre la tension côté générateur (E_S) et la tension côté récepteur (E_R) de 0,7 ($E_S / E_R = 0,7 / 1,0 = 0,7$). La deuxième forme, appelée cercle supérieur de perte de synchronisme, représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 1,43 ($E_S / E_R = 1,0 / 0,7 = 1,43$). La troisième forme, appelée lentille, relie les extrémités de l'impédance totale du réseau par des tracés de la variation entre 0,0 et 1,0 par unité des tensions du réseau côté générateur et côté récepteur, un angle constant de séparation du réseau étant maintenu sur toute la plage d'impédance totale du réseau (sans l'impédance de transfert parallèle, voir les figures 1 à 5). L'impédance totale du réseau est obtenue à partir d'un réseau équivalent à deux jeux de barres, par sommation de l'impédance de source côté générateur, de l'impédance de ligne (à l'exclusion l'impédance de transfert équivalente de Thévenin) et de l'impédance de source côté récepteur (voir les figures 6 et 7). L'établissement de l'impédance totale du réseau permet de définir une condition prudente qui maximise la

sécurité du relais à l'égard de diverses conditions du réseau. La valeur minimale d'impédance totale du réseau représente une condition où la lentille dans le plan R-X est de taille minimale ; il s'agit d'un point de fonctionnement prudent pour ce qui est d'assurer qu'un relais de protection sensible à la charge ne se déclenchera pas avec un déphasage préétabli entre les tensions côté générateur et côté récepteur.

L'impédance totale du réseau est minimale lorsque toute la production est en service et que tous les *éléments* de transport du BES sont modélisés dans leur configuration de réseau normale (critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1). Le retrait de l'impédance de transfert parallèle sert à représenter une condition probable liée à la perte d'*éléments* parallèles pendant la perturbation ; la perte de ces *éléments* augmente la sensibilité des relais sensibles à la charge dans la branche parallèle en éliminant l'« effet couronne » (l'impédance apparente vue par le relais est moindre par suite de la perte de l'impédance de transfert, ce qui rend le relais plus susceptible de se déclencher pendant une oscillation de puissance stable – voir les figures 13 et 14).

La variation des tensions de source côté générateur et côté récepteur entre 0,7 et 1,0 par unité permet d'obtenir les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme. Le rapport de ces deux tensions est utilisé dans le calcul des cercles de perte de synchronisme, et ce qui donne une plage de rapports allant de 0,7 à 1,43.

$$\text{Éq. (2)} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{0,7}{1,0} = 0,7$$

$$\text{Éq. (3)} : \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{1,0}{0,7} = 1,43$$

La tension interne des groupes de production pendant des oscillations de puissance sévères ou des conditions de défaut dans le réseau de transport sera supérieure à zéro étant donné l'action du régulateur de tension. La plage de rapports de tensions comprise entre 0,7 et 1,43 est choisie de manière plus prudente que pour les normes de fiabilité PRC-023¹³ et PRC-025¹⁴, où l'on adopte une limite inférieure de tension de 0,85 par unité. Une plage de tensions internes de groupe de production de $\pm 15\%$ a été retenue, jugée prudente pour le calcul du rapport de tensions qui sert à calculer les cercles de perte de synchronisme. Par exemple, ces valeurs de tension se traduiraient par une plage de rapports allant de 0,739 à 1,353.

$$\text{Éq. (4)} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{0,85}{1,15} = 0,739$$

$$\text{Éq. (5)} : \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{1,15}{0,85} = 1,353$$

Le rapport inférieur est arrondi à 0,7 par souci de prudence, ce qui permet d'utiliser une plage de tensions allant de 0,7 à 1,0 par unité pour le calcul des cercles de perte de synchronisme¹⁵.

Lorsque l'impédance de transfert parallèle est présente dans le modèle, la division du courant entre l'impédance de ligne et l'impédance de transfert parallèle fait en sorte que l'impédance vue par le relais est supérieure à celle vue lorsque l'impédance de transfert parallèle est absente (effet couronne), ce qui augmente la probabilité que la caractéristique d'un élément de relais d'impédance soit entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (voir la figure 11). Si l'impédance de transfert est prise en compte dans l'évaluation, un élément de relais de distance pourrait sembler répondre aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, et de fait il serait sécuritaire dans la mesure où tous les *éléments* sont dans leur état normal. L'élément de relais de distance pourrait toutefois se déclencher en

13. Titre : *Capacité de charge des relais de transport*

14. Titre : *Capacité de charge des relais de groupe de production*

15. Dans le document *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations*, avril 2004, à la section 6 (sur la phase de déclenchement en cascade de la panne d'électricité), sous le titre « Pourquoi les génératrices se sont-elles mises hors circuit », le constat suivant est présenté (page 106) : « Certains relais de sous-tension étaient programmés pour se déclencher lorsque la tension atteint 90 % ou plus. Toutefois, un moteur cale à environ 70 % de tension et le contact de démarrage du moteur est n'est plus maintenu quand la tension atteint environ 75 % ; alors, s'il faut absolument protéger une turbine contre le réseau, le point de déclenchement de la sous-tension ne devrait pas excéder 80 % . »

réponse à une oscillation de puissance stable si le réseau était affaibli (impédance de transfert plus élevée) par la perte d'un sous-ensemble des lignes qui constituent l'impédance de transfert parallèle (voir la figure 10). Une telle situation pourrait être causée par le fait que le sous-ensemble de lignes qui constituent l'impédance de transfert parallèle aurait été mis hors circuit par des oscillations instables afin d'isoler le défaut originel, ou à cause du fonctionnement d'une protection de défaillance de disjoncteur ou d'une protection de réserve distante.

Le tableau 10 montre le pourcentage de variation de la taille de la lentille telle que vue par le relais évalué lorsque l'impédance de transfert parallèle est prise en compte. L'impédance de transfert parallèle influe très peu sur la taille apparente de la lentille tant que l'impédance de transfert parallèle est au moins 10 fois supérieure à l'impédance de ligne parallèle (augmentation de taille de moins de 5 %) ; son retrait a donc un effet minime et produit en fait une lentille légèrement plus petite (condition plus prudente). Une impédance de transfert parallèle 5 fois (ou moins) supérieure à l'impédance de ligne parallèle entraîne une augmentation d'au moins 10 % de la taille apparente de la lentille telle que vue par le relais. Si deux lignes parallèles et une impédance de transfert parallèle relient les jeux de barres côté générateur et côté récepteur, l'impédance de transfert parallèle totale équivaut alors à une fois (ou moins) l'impédance de ligne parallèle, ce qui se traduit par une augmentation de la taille apparente de la lentille d'au moins 45 %. On peut envisager comme contingence réaliste la mise hors service de la ligne parallèle ; l'impédance de transfert parallèle constituerait alors le reste du réseau, en parallèle avec l'impédance de ligne. Puisqu'on ne sait pas exactement quelles lignes parmi celles qui constituent l'impédance de transfert parallèle seraient hors service pendant une perturbation importante du réseau, le plus prudent est de supposer que toutes ces lignes seront hors service, ce qui laisse en service seulement la ligne évaluée.

On peut utiliser des réactances longitudinales transitoires ou sous-transitoires saturées pour les machines dans le cadre de l'évaluation parce qu'elles sont plus petites que les réactances non saturées. Comme les réactances sous-transitoires saturées de groupe de production sont plus petites que les réactances transitoires ou synchrones, l'emploi de réactances sous-transitoires se traduira par une impédance de source plus petite et par une région d'oscillation de puissance instable plus petite dans l'analyse graphique (voir les figures 8 et 9). Étant donné que les oscillations de puissance se produisent pendant une période où les réactances transitoires de groupe de production sont dominantes, il est acceptable d'utiliser des réactances transitoires saturées au lieu de réactances sous-transitoires saturées. Puisque certains modèles de court-circuit peuvent ne pas comporter de réactances transitoires, il est également acceptable d'utiliser des réactances sous-transitoires, les résultats étant alors plus prudents. Pour cette raison, l'une ou l'autre des valeurs est acceptable pour déterminer les impédances de source du réseau (alinéa 3 des critères A et B de l'annexe B de la norme PRC-026-1).

Des réactances saturées sont utilisées dans des programmes de court-circuit qui produisent l'impédance de réseau mentionnée ci-dessus. Les logiciels de planification et de stabilité adoptent généralement des réactances non saturées. Les modèles de groupe de production utilisés dans les analyses de stabilité en régime transitoire reconnaissent que l'ampleur de l'effet de saturation dépend à la fois des courants de rotor (champ) et de stator ; ils génèrent donc les paramètres saturés de la machine à chaque instant, par calcul interne à partir des valeurs non saturées (constantes) spécifiées des réactances de la machine et du niveau de flux interne instantané. Les hypothèses qui spécifient quelles inductances sont touchées par la saturation, et quel est l'effet relatif de cette saturation, sont différentes pour les divers modèles de groupe de production utilisés. Ainsi, on utilise les valeurs non saturées de toutes les réactances de machine pour établir les données de logiciel de planification et de stabilité, et l'ensemble approprié de données de courbe de magnétisation en circuit ouvert est fourni pour chaque machine.

Les valeurs de réactance saturée sont moindres que les valeurs de réactance non saturée, et sont utilisées dans les programmes de court-circuit des *propriétaires d'installation de production* et des *propriétaires d'installation de transport*. C'est pour cette raison qu'il convient d'utiliser les valeurs de réactance saturée dans l'établissement des impédances de source de réseau.

On peut obtenir les impédances équivalentes de source ou de réseau par diverses méthodes, au moyen d'outils de calcul de court-circuit vendus dans le commerce¹⁶. La plupart des outils de court-circuit ont une fonction de réduction du réseau qui permet de sélectionner les jeux de barres terminales (locaux et distants) à retenir. La première méthode réduit le réseau à un schéma qui comporte deux jeux de barres, un groupe de production équivalent pour chaque jeu de barres (représentant les impédances de source côté générateur et côté récepteur) et deux lignes parallèles : l'une étant l'impédance de la ligne protégée y compris les relais évalués, et l'autre étant l'impédance de transfert parallèle qui représente toutes les autres combinaisons de lignes qui relient les deux jeux de barres (voir la figure 6). Une autre méthode prudente consiste à ouvrir les deux extrémités de la ligne évaluée, puis à appliquer un défaut triphasé franc à chaque jeu de barres pour déterminer l'impédance équivalente de Thévenin à chaque jeu de barres. Les impédances de source sont alors réglées à la valeur des impédances équivalentes de Thévenin, et seront égales ou inférieures aux impédances de source calculées par la méthode de réduction du réseau. L'une ou l'autre de ces méthodes est acceptable pour établir les impédances de source de réseau aux deux extrémités.

Les deux puces de l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 spécifient les angles de séparation du réseau utilisés pour dimensionner le périmètre de stabilité de l'oscillation de puissance afin d'évaluer les éléments d'impédance de relais de protection sensibles à la charge. La première puce spécifie un angle de séparation du réseau d'au moins 120 degrés qu'on maintient constant tout en faisant varier les tensions de source côté générateur et côté récepteur entre 0,7 et 1,0 par unité, créant ainsi une région d'oscillation de puissance instable autour de l'impédance totale du réseau (voir la figure 1). Cette région d'oscillation de puissance instable est comparée à la région de déclenchement de la caractéristique du relais de distance, c'est-à-dire la région non supervisée par des œillères d'empiétement de charge (voir la figure 12) ou d'autres formes de supervision qui empêchent l'élément de distance de se déclencher dans des conditions de charges importantes et équilibrées. Si la région de déclenchement de la caractéristique d'impédance est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable, l'élément d'impédance du relais répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1. Un angle de séparation de 120 degrés a été choisi pour l'évaluation parce qu'il est généralement accepté dans l'industrie qu'un rétablissement est improbable pour une oscillation au-delà de cet angle¹⁷.

La deuxième puce de l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 concerne les éléments de relais d'impédance pour un angle de séparation du réseau de moins de 120 degrés, selon une évaluation semblable à celle décrite ci-dessus. Un angle de moins de 120 degrés est acceptable si une analyse de stabilité documentée démontre que l'oscillation de puissance devient instable à un angle de séparation de moins de 120 degrés.

L'exclusion des éléments de relais supervisés par une fonction de blocage sur oscillation de puissance (PSB) selon l'annexe A de la norme PRC-026-1 permet au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* de soustraire à l'évaluation les éléments de relais de protection dont le déclenchement est bloqué par un relais PSB. Un relais PSB installé et réglé conformément aux

16. Demetrios A. Tziouvaras et Daqing Hou. Annexe du document *Out-Of-Step Protection Fundamentals and Advancements*, 17 avril 2014 : <https://www.selinc.com>.

17. « L'angle critique pour le maintien de la stabilité varie selon la contingence et selon l'état du réseau au moment où survient la contingence. Cependant, la probabilité de rétablissement en cas d'oscillation au-delà de 120 degrés est marginale ; c'est pourquoi le seuil de 120 degrés est généralement accepté comme référence pour le réglage de la protection contre la perte de synchronisme. Étant donné l'importance de séparer des réseaux instables, le choix de 120 degrés comme valeur de l'angle critique assure un équilibre raisonnable entre un déclenchement sûr en cas d'oscillation de puissance instable et un fonctionnement sécuritaire pendant les oscillations de puissance stables. » Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf, p. 28.

pratiques acceptées de l'industrie empêche les relais de protection sensibles à la charge qu'il supervise de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance. Par ailleurs, les relais PSB sont réglés de façon à ne pas nuire à la sûreté de fonctionnement des éléments supervisés. Les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 visent spécifiquement les éléments non supervisés qui pourraient être déclenchés par des oscillations de puissance stables. Par conséquent, les éléments de relais de protection sensibles à la charge à supervision PSB peuvent être exclus des exigences de la présente norme.

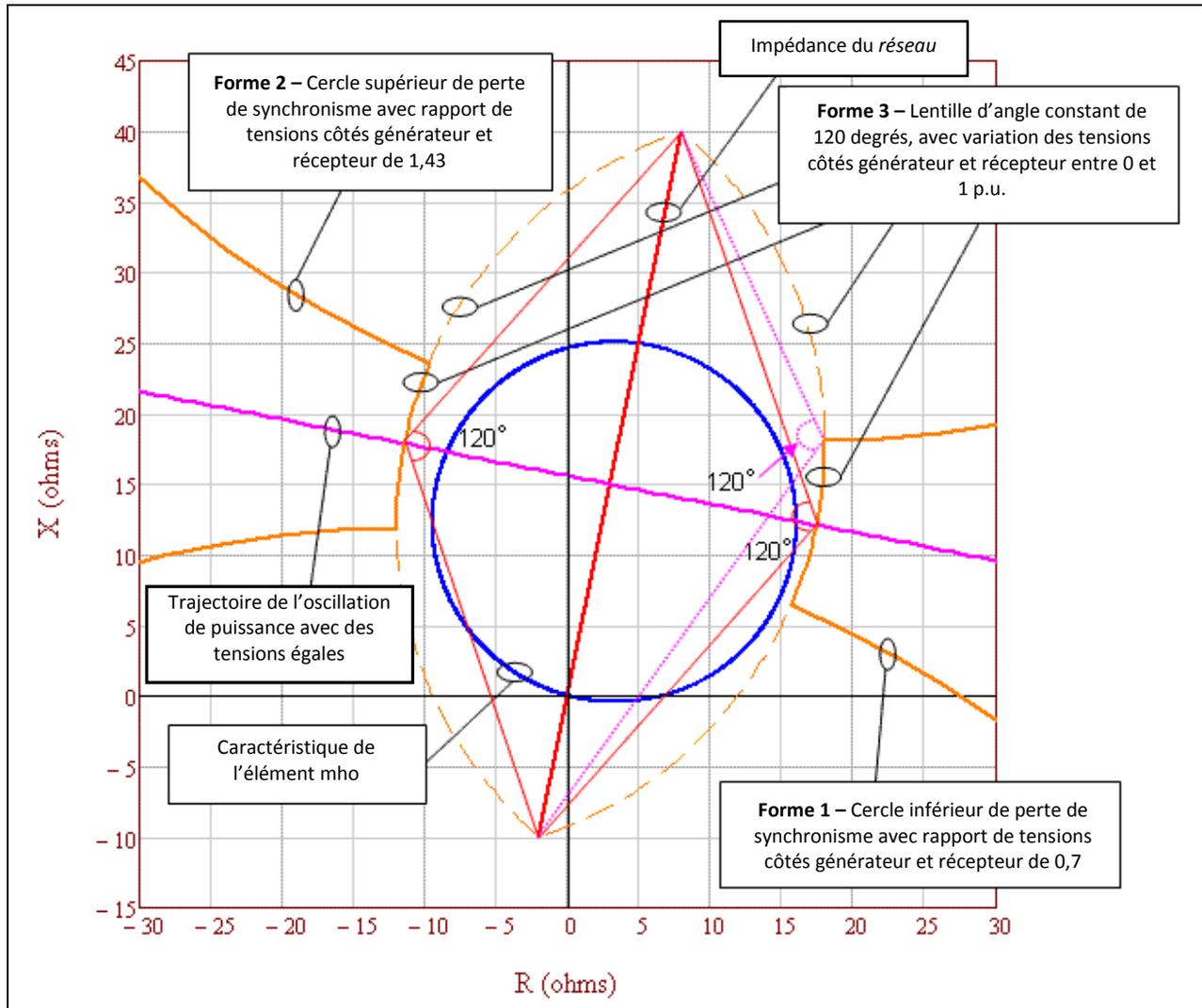
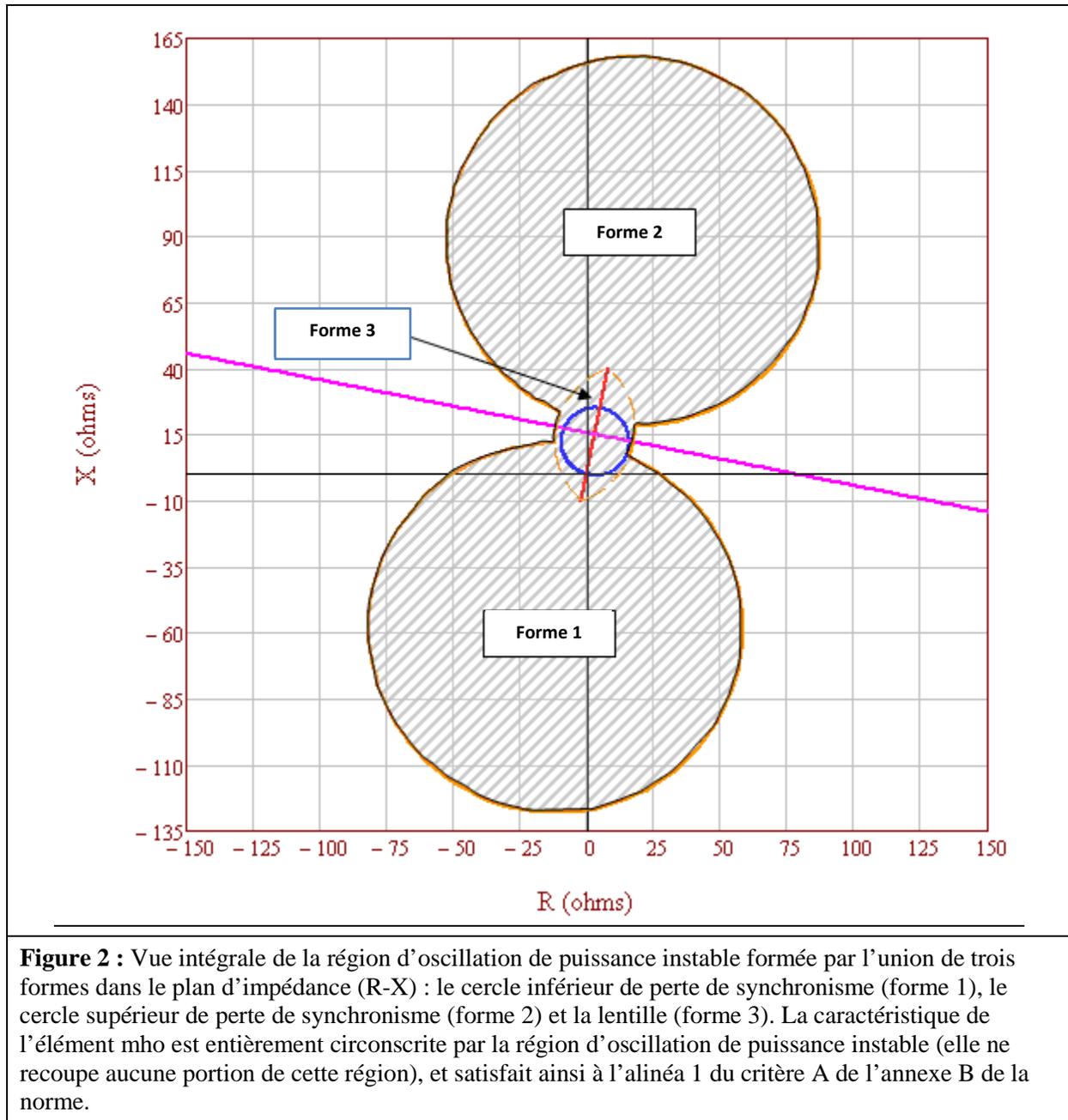


Figure 1 : Vue de détail de la région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois formes dans le plan d'impédance (R-X) : le cercle inférieur de perte de synchronisme (forme 1), le cercle supérieur de perte de synchronisme (forme 2) et la lentille (forme 3). La caractéristique de l'élément mho est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (elle ne recoupe aucune portion de cette région), et satisfait ainsi à l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1.



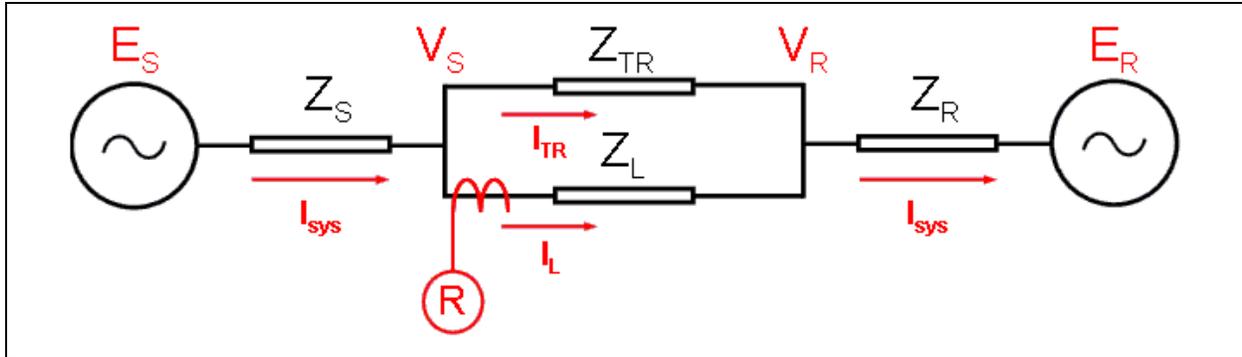


Figure 3 : Impédances du réseau vues par le relais R (les raccordements de tension ne sont pas illustrés).

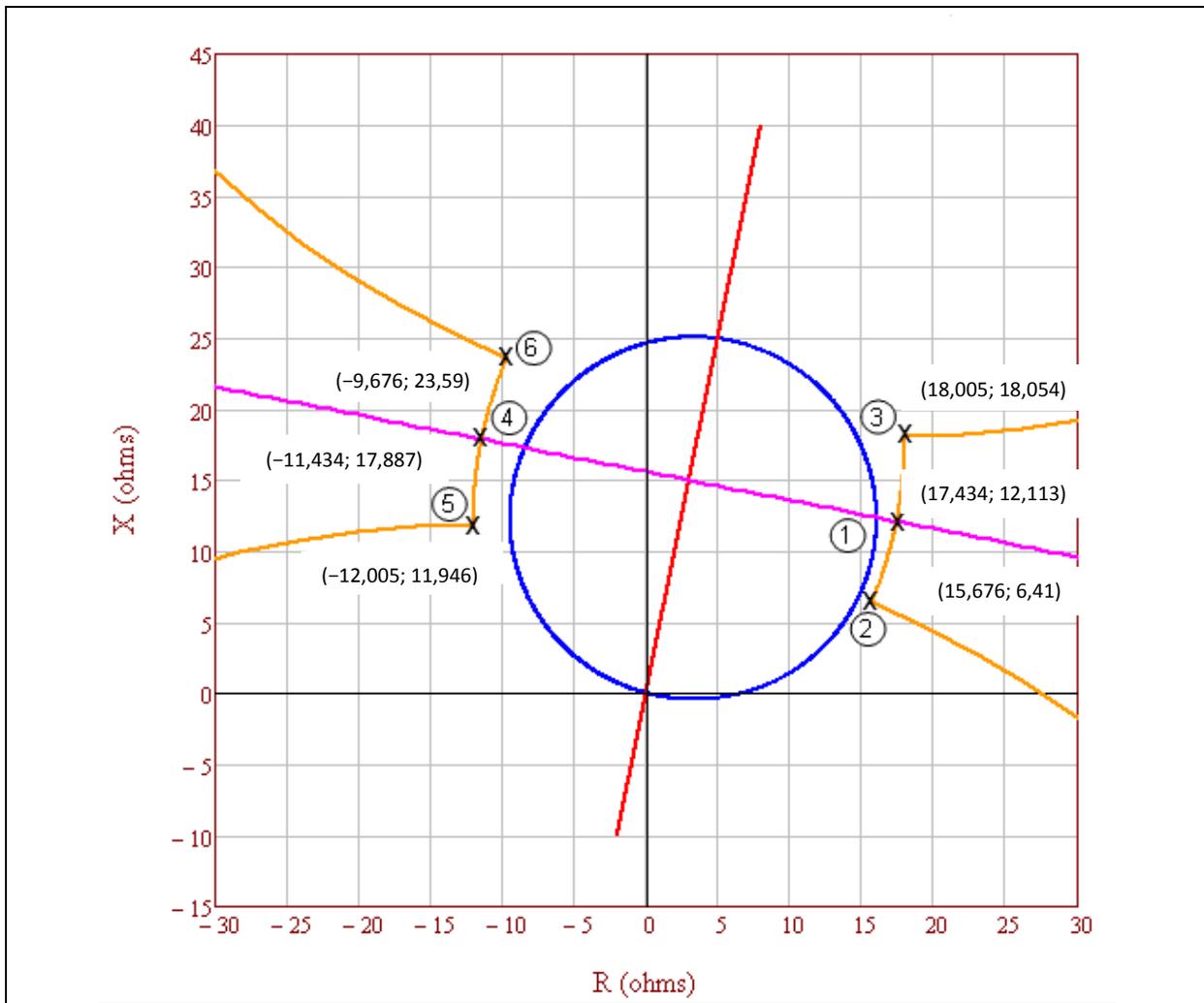


Figure 4 : Points qui définissent la région d'oscillation de puissance instable, et auxquels la lentille croise les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme ainsi que l'oscillation de puissance associée à des tensions de source égales.

Rapport de tensions E_S / E_R	Coordonnées du côté gauche		Coordonnées du côté droit	
	R	+ jX	R	+ jX
0,7	-12,005	11,946	15,676	6,41
0,72	-12,004	12,047	15,852	6,836
0,74	-11,996	12,857	16,018	7,255
0,76	-11,982	13,298	16,175	7,667
0,78	-11,961	13,729	16,321	8,073
0,8	-11,935	14,151	16,459	8,472
0,82	-11,903	14,563	16,589	8,865
0,84	-11,867	14,966	16,71	9,251
0,86	-11,826	15,361	16,824	9,631
0,88	-11,78	15,746	16,93	10,004
0,9	-11,731	16,123	17,03	10,371
0,92	-11,678	16,492	17,123	10,732
0,94	-11,621	16,852	17,209	11,086
0,96	-11,562	17,205	17,29	11,435
0,98	-11,499	17,55	17,364	11,777
1	-11,434	17,887	17,434	12,113
1,0286	-11,336	18,356	17,524	12,584
1,0572	-11,234	18,81	17,604	13,043
1,0858	-11,127	19,251	17,675	13,09
1,1144	-11,017	19,677	17,738	13,926
1,143	-10,904	20,091	17,792	14,351
1,1716	-10,788	20,491	17,84	14,766
1,2002	-10,67	20,88	17,88	15,17
1,2288	-10,55	21,256	17,914	15,564
1,2574	-10,428	21,621	17,942	15,948
1,286	-10,304	21,975	17,964	16,322
1,3146	-10,18	22,319	17,981	16,687
1,3432	-10,054	22,652	17,993	17,043
1,3718	-9,928	22,976	18,001	17,39
1,4004	-9,801	23,29	18,005	17,728
1,429	-9,676	23,59	18,005	18,054

Figure 5 : Tableau complet de 31 calculs détaillés de points sur le périmètre de la lentille. Les rangées en couleur et en gras correspondent aux calculs détaillés des tableaux 2 à 7.

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le premier point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source égales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base). La tension côté générateur (E_S) est en avance de 120 degrés sur la tension côté récepteur (E_R). Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (6)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)			
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
Éq. (7)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \, \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \, \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \, \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \, \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (8)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \, \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega)}{((4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \, \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (9)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \, \Omega + (4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \, \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \, \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (10)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \, \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (11)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}{(4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)	
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (12)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 4,511 \angle 71,3^\circ A]$
	$V_S = 95\,757 \angle 106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (13)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,757 \angle 106,1^\circ V}{4\,511 \angle 71,3^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 17,434 + j12,113 \Omega$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le deuxième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté générateur (E_S) équivaut à 70 % de la tension côté récepteur (E_R) et est en avance de 120 degrés sur celle-ci. Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (14)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\%$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_S = 92\,953,7 \angle 120^\circ V$
Éq. (15)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).	
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$
Impédance totale entre les groupes de production.	
Éq. (16)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)	
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Impédance totale du réseau.	
Éq. (17)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (18)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{92\,953,7 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 77^\circ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (19)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\,854 \angle 77^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 77^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (20)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 92\,953 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 77^\circ A]$
	$V_S = 65\,271 \angle 99^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (21)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{65\,271 \angle 99^\circ V}{3\,854 \angle 77^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 15,676 + j6,41 \Omega$

Tableau 4 : Exemple de calcul (point 3 sur la lentille)			
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le troisième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté récepteur (E_R) équivaut à 70 % de la tension côté générateur (E_S). La tension côté générateur est en avance de 120 degrés sur la tension côté récepteur. Voir les figures 3 et 4.			
Éq. (22)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
Éq. (23)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\%$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$		
	$E_R = 92\,953,7 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (24)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (25)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (26)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 92\,953,7 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$		
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 65,5^\circ A$		

Tableau 4 : Exemple de calcul (point 3 sur la lentille)	
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (27)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\,854 \angle 65,5^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 65,5^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (28)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 65,5^\circ A]$
	$V_S = 98\,265 \angle 110,6^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (29)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{98\,265 \angle 110,6^\circ V}{3\,854 \angle 65,5^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 18,005 + j18,054 \Omega$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)			
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le quatrième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source égales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base). La tension côté générateur (E_S) est en avance de 240 degrés sur la tension côté récepteur (E_R). Voir les figures 3 et 4.			
Éq. (30)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 240^\circ V$		
Éq. (31)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)	
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$
Impédance totale entre les groupes de production.	
Éq. (32)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Impédance totale du réseau.	
Éq. (33)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (34)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 240^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 131,3^\circ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (35)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,511 \angle 131,1^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 4\,511 \angle 131,1^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (36)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 4\,511 \angle 131,1^\circ A]$
	$V_S = 95\,756 \angle -106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (37)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,756 \angle -106,1^\circ V}{4\,511 \angle 131,1^\circ A}$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)

$Z_{L-relais} = -11,434 + j17,887 \Omega$

Tableau 6 : Exemple de calcul (point 5 sur la lentille)

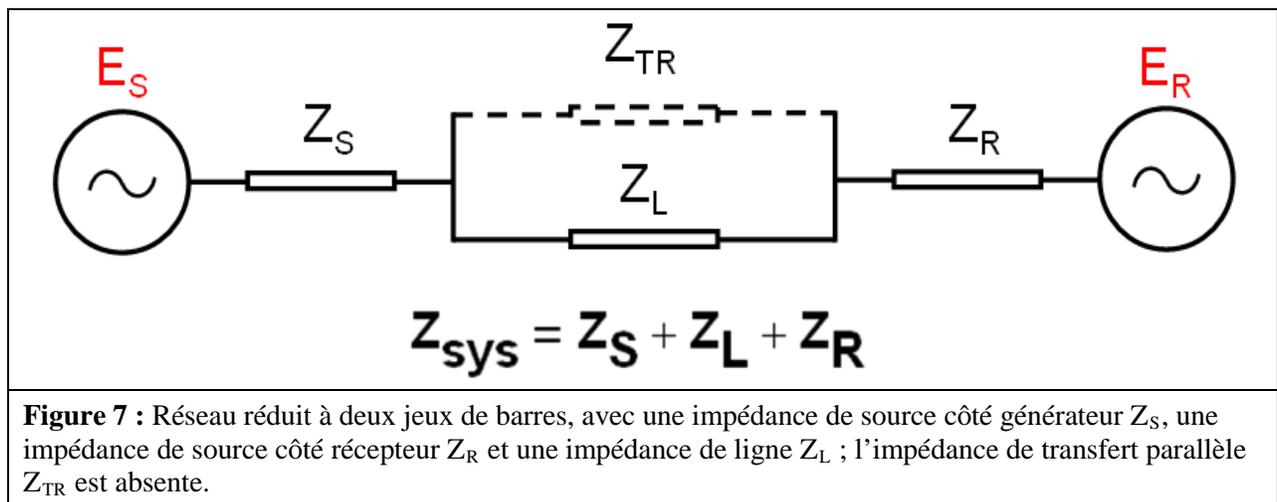
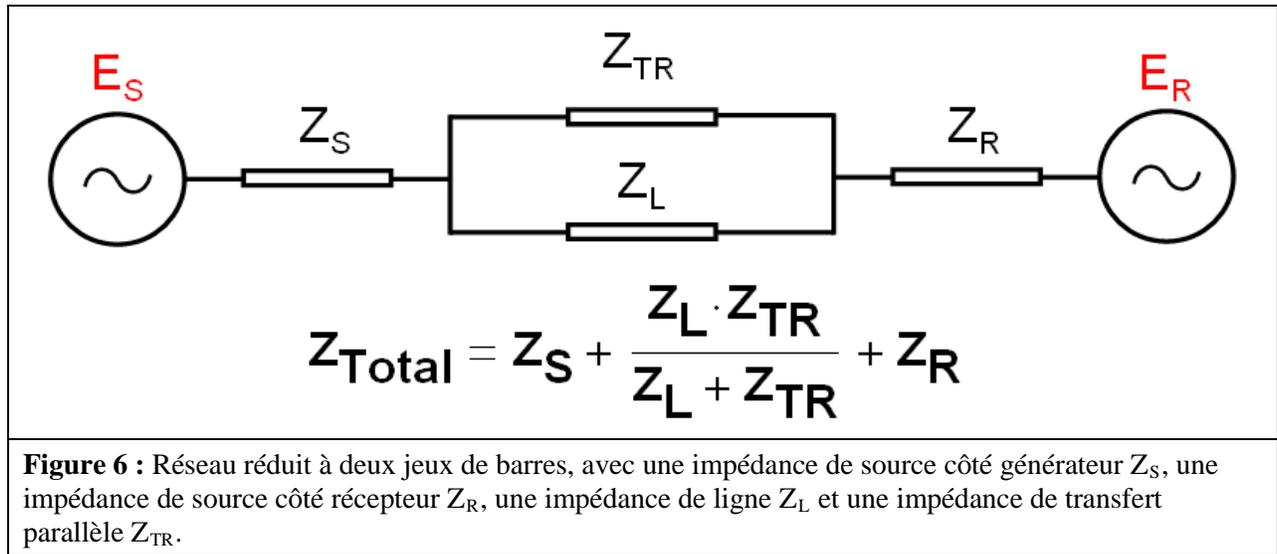
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le cinquième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté générateur (E_S) équivaut à 70 % de la tension côté récepteur (E_R) et est en avance de 240 degrés sur celle-ci. Voir les figures 3 et 4.

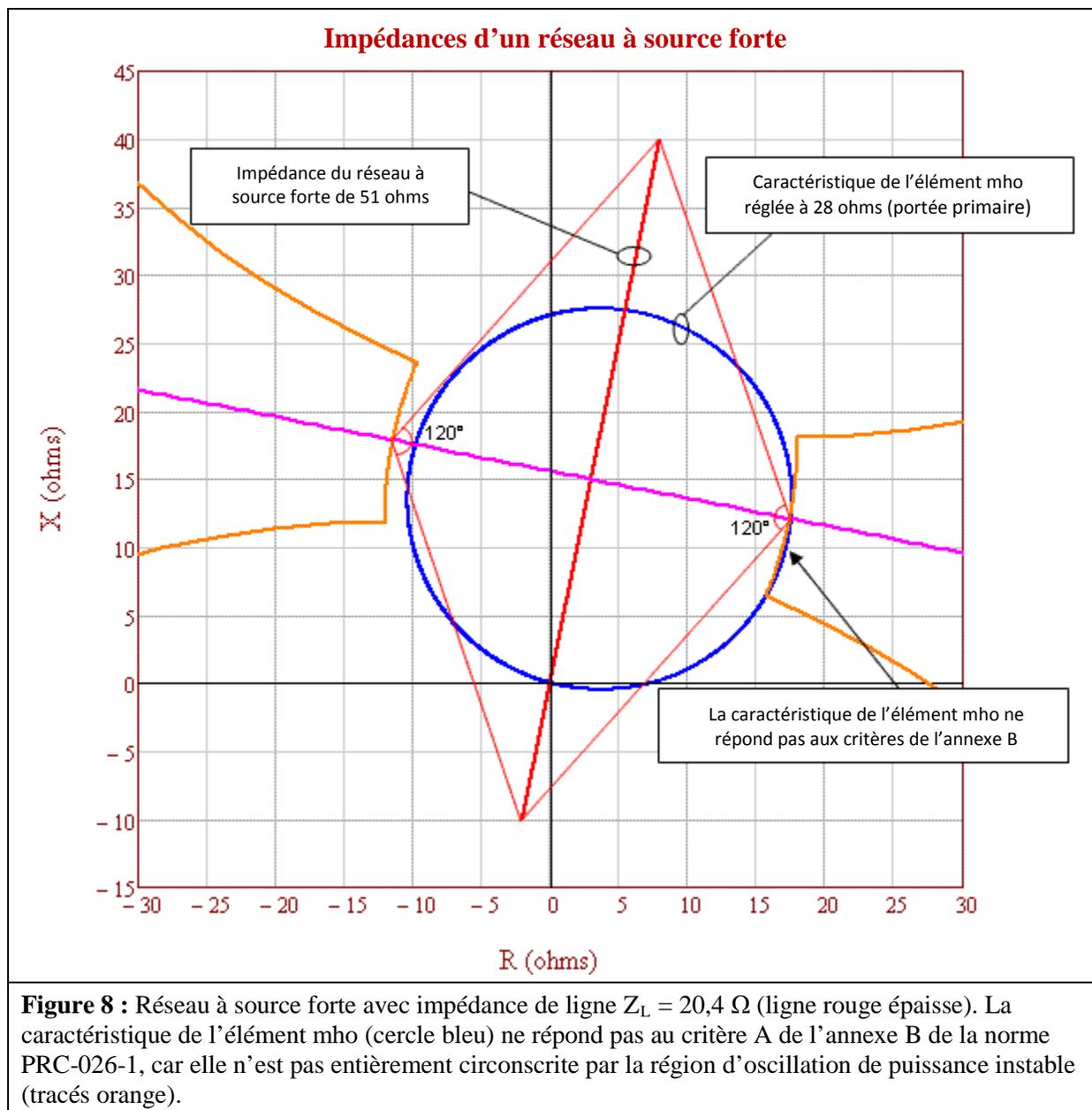
Éq. (38)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}} \times 70 \%$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_S = 92\,953,7 \angle 240^\circ V$
Éq. (39)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).	
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$
Impédance totale entre les groupes de production.	
Éq. (40)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Impédance totale du réseau.	
Éq. (41)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10 \Omega) + (4 + j20 \Omega) + (4 + j20 \Omega)$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (42)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$

Tableau 6 : Exemple de calcul (point 5 sur la lentille)	
	$I_{sys} = \frac{92\,953,7 \angle 240^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \, \Omega}$
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 125,5^\circ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (43)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\,854 \angle 125,5^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}{(4 + j20) \, \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \, \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 125,5^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (44)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 92\,953,7 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \, \Omega \times 3\,854 \angle 125,5^\circ A]$
	$V_S = 65\,270,5 \angle -99,4^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (45)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{65\,270,5 \angle -99,4^\circ V}{3\,854 \angle 125,5^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = -12,005 + j11,946 \, \Omega$

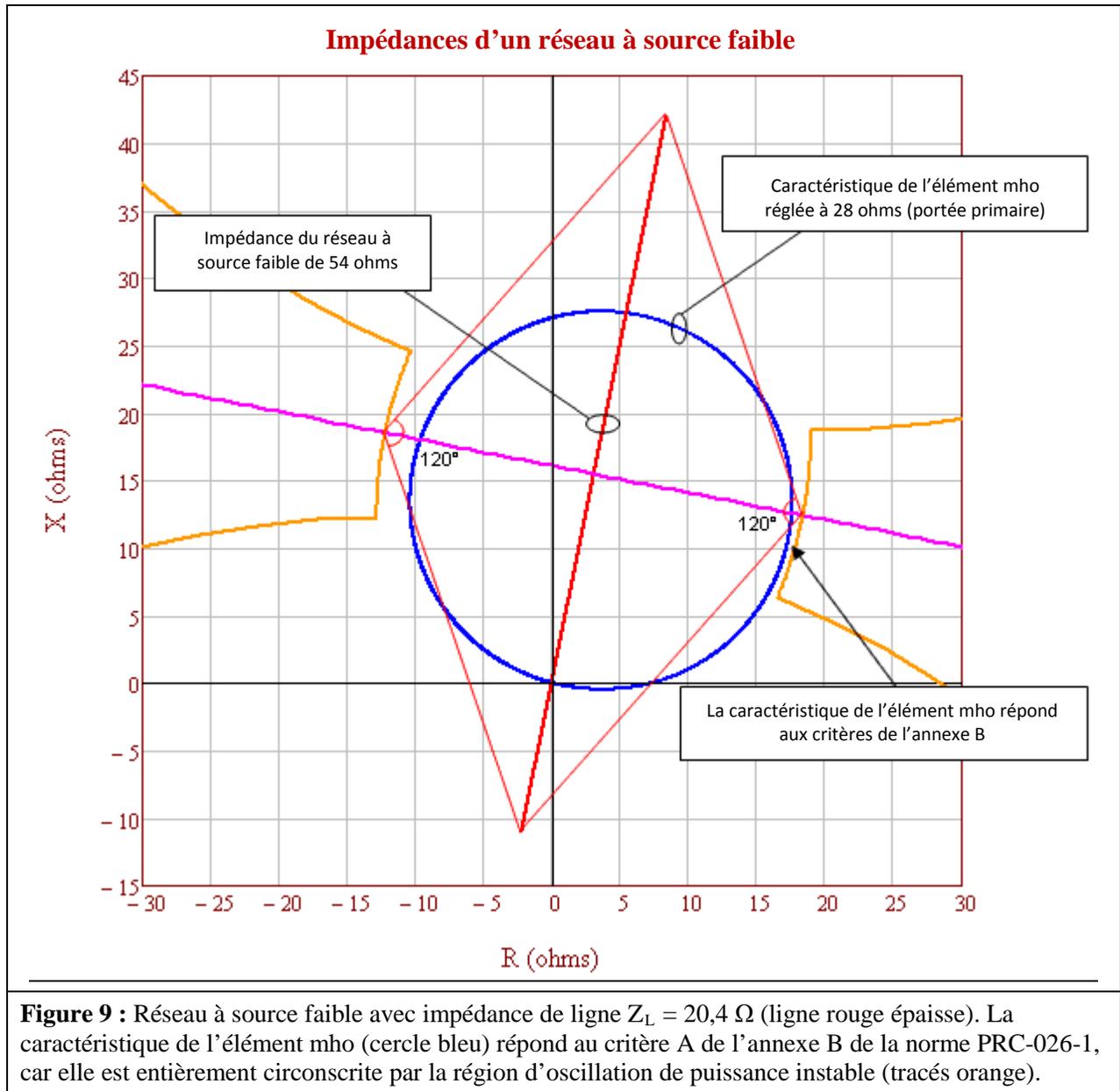
Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le sixième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté récepteur (E_R) équivaut à 70 % de la tension côté générateur (E_S). La tension côté générateur est en avance de 240 degrés sur la tension côté récepteur. Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (46)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132\,791 \angle 240^\circ V$
Éq. (47)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 70 \%$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_R = 92\,953,7 \angle 0^\circ V$

Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)			
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (48)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (49)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (50)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 240^\circ V - 92\,953,7 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$		
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 137,1^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (51)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 3\,854 \angle 137,1^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 3\,854 \angle 137,1^\circ A$		
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.			
Éq. (52)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$		
	$V_S = 132\,791 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 137,1^\circ A]$		
	$V_S = 98\,265 \angle -110,6^\circ V$		
L'impédance vue par le relais sur Z_L .			
Éq. (53)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$		
	$Z_{L-relais} = \frac{98\,265 \angle -110,6^\circ V}{3\,854 \angle 137,1^\circ A}$		
	$Z_{L-relais} = -9,676 + j23,59 \Omega$		





La figure 8 ci-dessus représente un réseau fortement chargé, avec toute la production en service et tous les éléments de transport du BES en fonctionnement normal. La caractéristique de l'élément mho (réglée à 137 % de Z_L) déborde sur la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). Le choix du réseau dont la source est la plus forte est plus prudent, car la région d'oscillation de puissance instable est alors plus petite, donc plus proche de la caractéristique de l'élément mho. Cette figure illustre aussi l'effet d'un renforcement du réseau avec le temps ; on voit pourquoi une réévaluation est nécessaire si le relais n'a pas été évalué au cours des cinq dernières années civiles. La figure 9 ci-dessous décrit un relais qui répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1. La figure 8 décrit le même relais avec le même réglage cinq ans plus tard ; chaque source a été renforcée d'environ 10 %, et maintenant la même caractéristique d'élément mho ne répond plus au critère A.



La figure 9 ci-dessus représente un réseau faiblement chargé, dont le profil de production est minimal. La caractéristique de l'élément mho (réglée à 137 % de Z_L) ne déborde pas sur la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). L'utilisation d'un réseau à source plus faible a pour effet d'agrandir la région d'oscillation de puissance instable et de l'éloigner ainsi de la caractéristique de l'élément mho.

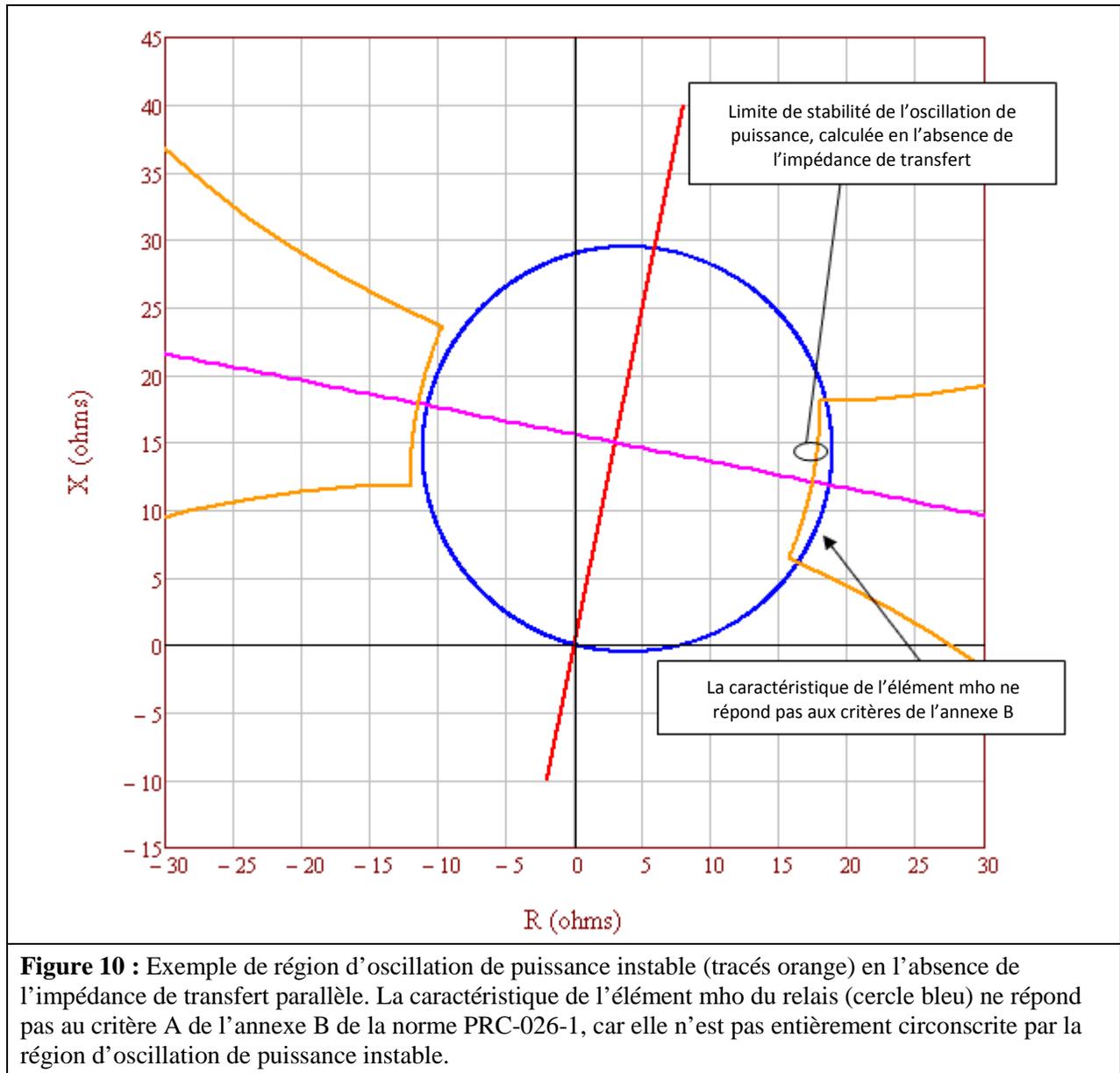


Figure 10 : Exemple de région d'oscillation de puissance instable (tracés orange) en l'absence de l'impédance de transfert parallèle. La caractéristique de l'élément mho du relais (cercle bleu) ne répond pas au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1, car elle n'est pas entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable.

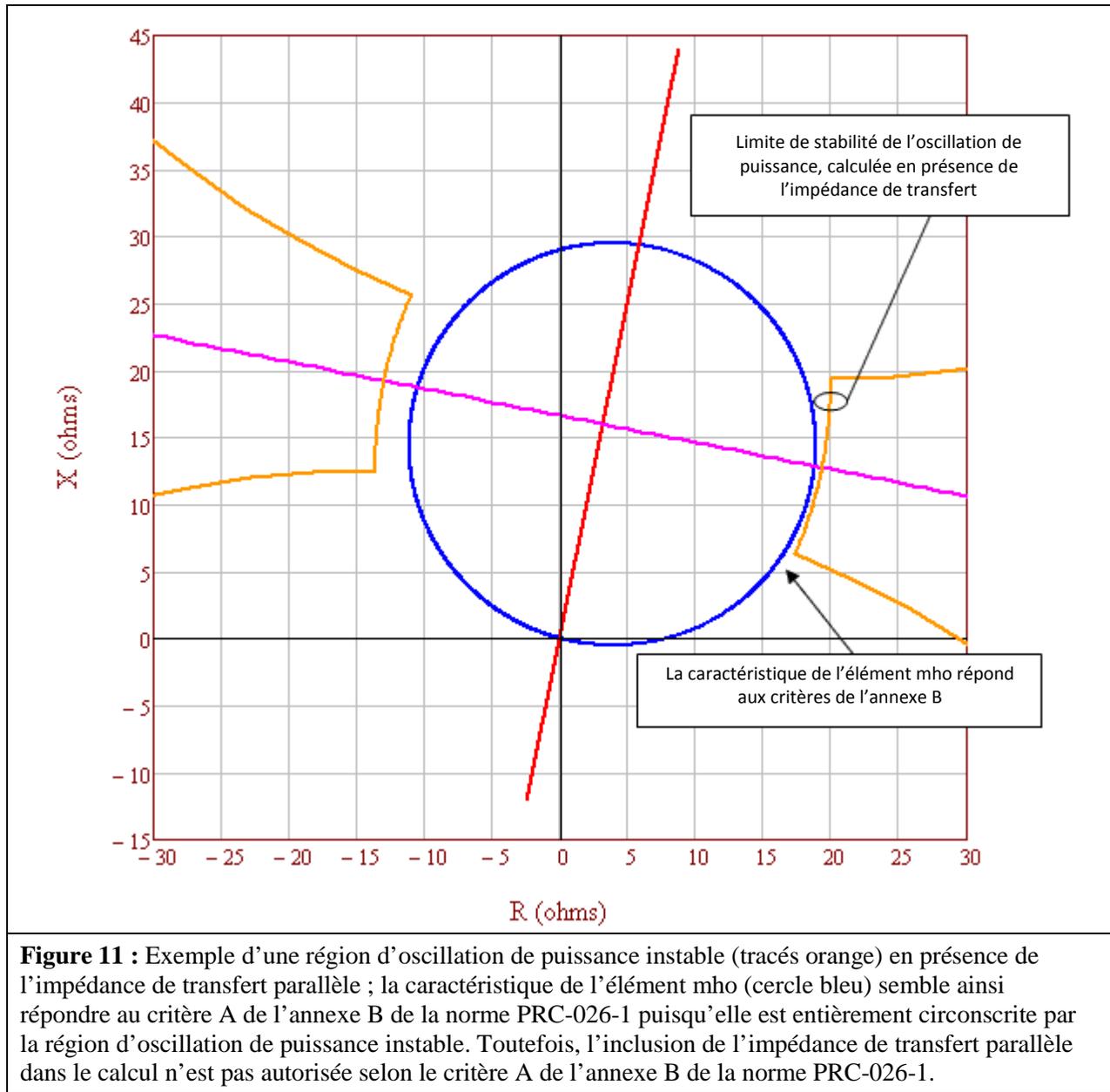
Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)

Calculs pour le point situé à 120 degrés avec des impédances de source égales. Le courant total du réseau est égal au courant de ligne. Voir la figure 10.

Éq. (54)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$

Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)			
Éq. (55)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance initiales.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (56)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (57)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (58)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (59)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.			
Éq. (60)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$		

Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)	
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10 \Omega) \times 4\,511 \angle 71,3^\circ A]$
	$V_S = 95\,757 \angle 106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (61)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,757 \angle 106,1^\circ V}{4\,511 \angle 71,3^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 17,434 + j12,113 \Omega$



Dans la figure 11 ci-dessus, l'impédance de transfert parallèle est 5 fois supérieure à l'impédance de ligne. La région d'oscillation de puissance instable s'est agrandie au-delà de la caractéristique de l'élément mho en raison de l'effet d'alimentation causé par le courant qui circule dans l'impédance de transfert parallèle ; la caractéristique de l'élément mho semble ainsi répondre au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1. Toutefois, l'inclusion de l'impédance de transfert parallèle dans le calcul n'est pas autorisée selon le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

Tableau 9 : Exemple de calcul (avec l'impédance de transfert parallèle)			
Calculs pour le point situé à 120 degrés avec des impédances de source égales. Le courant total du réseau n'est pas égal au courant de ligne. Voir la figure 11.			
Éq. (62)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
Éq. (63)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance initiales.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \, \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \, \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \, \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 5$		
	$Z_{TR} = (4 + j20) \, \Omega \times 5$		
	$Z_{TR} = 20 + j100 \, \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (64)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{(4 + j20) \, \Omega \times (20 + j100) \, \Omega}{(4 + j20) \, \Omega + (20 + j100) \, \Omega}$		
	$Z_{total} = 3,333 + j16,667 \, \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (65)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \, \Omega + (3,333 + j16,667) \, \Omega + (4 + j20) \, \Omega$		
	$Z_{sys} = 9,333 + j46,667 \, \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (66)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{9,333 + j46,667 \, \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,833 \angle 71,3^\circ A$		

Tableau 9 : Exemple de calcul (avec l'impédance de transfert parallèle)	
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (67)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,833 \angle 71,3^\circ A \times \frac{(20 + j100) \Omega}{(4 + j20) \Omega + (20 + j100) \Omega}$
	$I_L = 4\,027,4 \angle 71,3^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (68)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10 \Omega) \times 4\,833 \angle 71,3^\circ A]$
	$V_S = 93\,417 \angle 104,7^\circ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (69)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{93\,417 \angle 104,7^\circ V}{4\,027 \angle 71,3^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 19,366 + j12,767 \Omega$

Tableau 10 : Variation de la taille de la lentille en fonction de l'impédance de transfert parallèle	
Ce tableau montre l'augmentation en pourcentage de la taille de la caractéristique lenticulaire pour Z_{TR} , en multiples de Z_L , en présence de l'impédance de transfert parallèle.	
Z_{TR} en multiples de Z_L	Accroissement de la taille de la lentille avec des tensions de source égales (à partir d'une source infinie)
Infini	Sans objet
1000	0,05 %
100	0,46 %
10	4,63 %
5	9,27 %
2	23,26 %
1	46,76 %
0,5	94,14 %
0,25	189,56 %

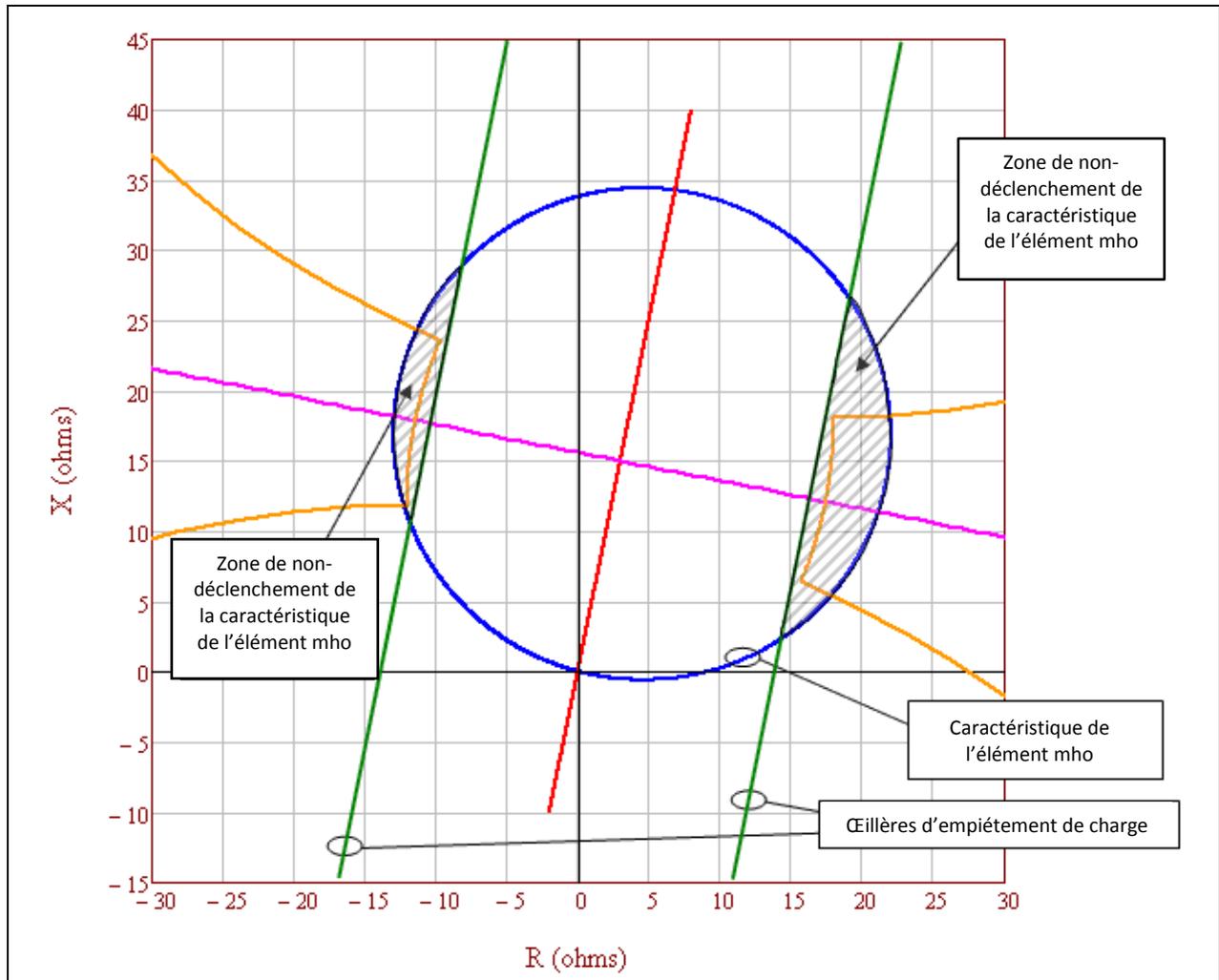


Figure 12 : La zone déclencheuse de la caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) qui n'est pas bloquée par les œillères d'empiètement de charge (lignes vertes parallèles) est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). La caractéristique de l'élément mho répond donc au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

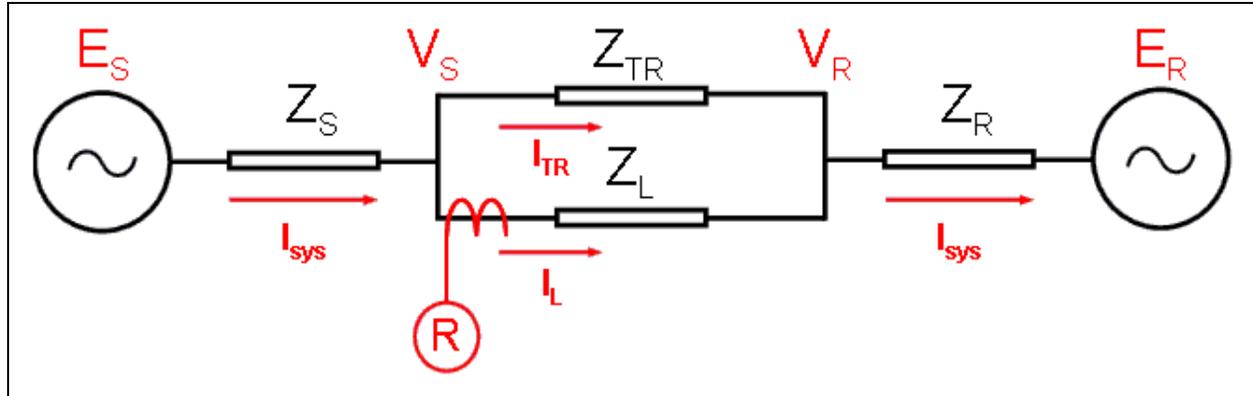


Figure 13 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en amont du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens direct devient équivalente à $Z_L + Z_R$.

Tableau 11 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens direct)				
Les équations suivantes servent à calculer l'impédance apparente en remontant vers la tension de source E_R , telle que vue par le relais R. Équations d'effet couronne à partir de V_S jusqu'à la source E_R où $E_R = 0$. Voir la figure 13.				
Éq. (70)	$I_L = \frac{V_S - V_R}{Z_L}$			
Éq. (71)	$I_{sys} = \frac{V_R - E_R}{Z_R}$			
Éq. (72)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$			
Éq. (73)	$I_{sys} = \frac{V_R}{Z_R}$	Puisque $E_R = 0$	Après remaniement :	$V_R = I_{sys} \times Z_R$
Éq. (74)	$I_L = \frac{V_S - I_{sys} \times Z_R}{Z_L}$			
Éq. (75)	$I_L = \frac{V_S - [(I_L + I_{TR}) \times Z_R]}{Z_L}$			
Éq. (76)	$V_S = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_R) + (I_{TR} \times Z_R)$			
Éq. (77)	$Z_{relais} = \frac{V_S}{I_L} = Z_L + Z_R + \frac{I_{TR} \times Z_R}{I_L} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$			
Éq. (78)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$			
Éq. (79)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$			
Éq. (80)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$			

Tableau 11 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens direct)	
Les équations d'effet couronne montrent l'impédance en amont du relais R (figure 13), en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens direct devient équivalente à $Z_L + Z_R$.	
Éq. (81)	$Z_{relais} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$

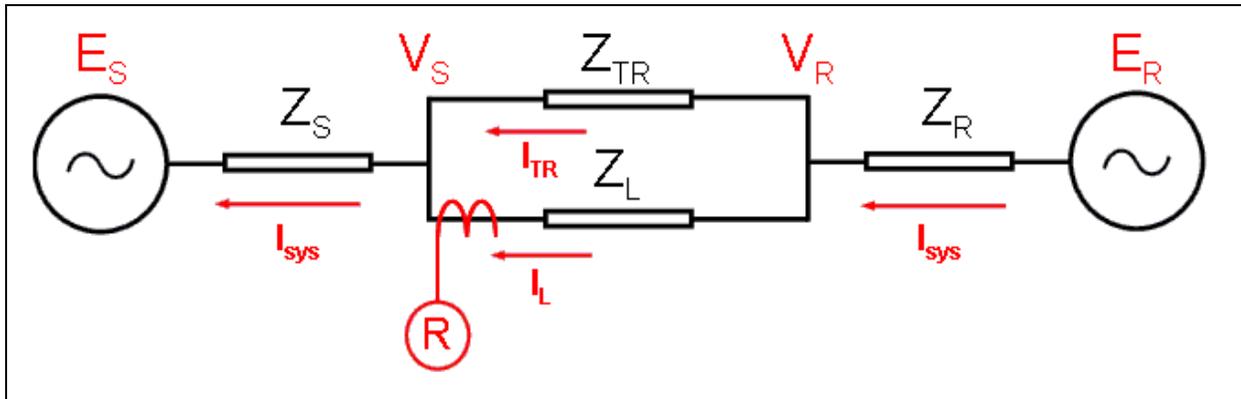


Figure 14 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en aval du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens inverse devient équivalente à Z_S .

Tableau 12 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens inverse)				
Les équations suivantes servent à calculer l'impédance apparente en remontant vers la tension de source E_S telle que vue par le relais R. Équations d'effet couronne à partir de V_R jusqu'à la source E_S où $E_S = 0$. Voir la figure 14.				
Éq. (82)	$I_L = \frac{V_R - V_S}{Z_L}$			
Éq. (83)	$I_{sys} = \frac{V_S - E_S}{Z_S}$			
Éq. (84)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$			
Éq. (85)	$I_{sys} = \frac{V_S}{Z_S}$	Puisque $E_S = 0$	Après remaniement :	$V_S = I_{sys} \times Z_S$
Éq. (86)	$I_L = \frac{V_R - I_{sys} \times Z_S}{Z_L}$			
Éq. (87)	$I_L = \frac{V_R - [(I_L + I_{TR}) \times Z_S]}{Z_L}$			
Éq. (88)	$V_R = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_S) + (I_{TR} \times Z_{RS})$			
Éq. (89)	$Z_{relais} = \frac{V_R}{I_L} = Z_L + Z_S + \frac{I_{TR} \times Z_S}{I_L} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$			

Tableau 12 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens inverse)		
Éq. (90)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$	
Éq. (91)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$	
Éq. (92)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$	
<p>Les équations d'effet couronne montrent l'impédance en aval du relais R (figure 14), en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens inverse devient équivalente à Z_S.</p>		
Éq. (93)	$Z_{relais} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	Impédance vue par le relais R du côté récepteur de la ligne.
Éq. (94)	$Z_{relais} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	Soustraire Z_L pour obtenir l'impédance vue par le relais R du côté générateur de la ligne.

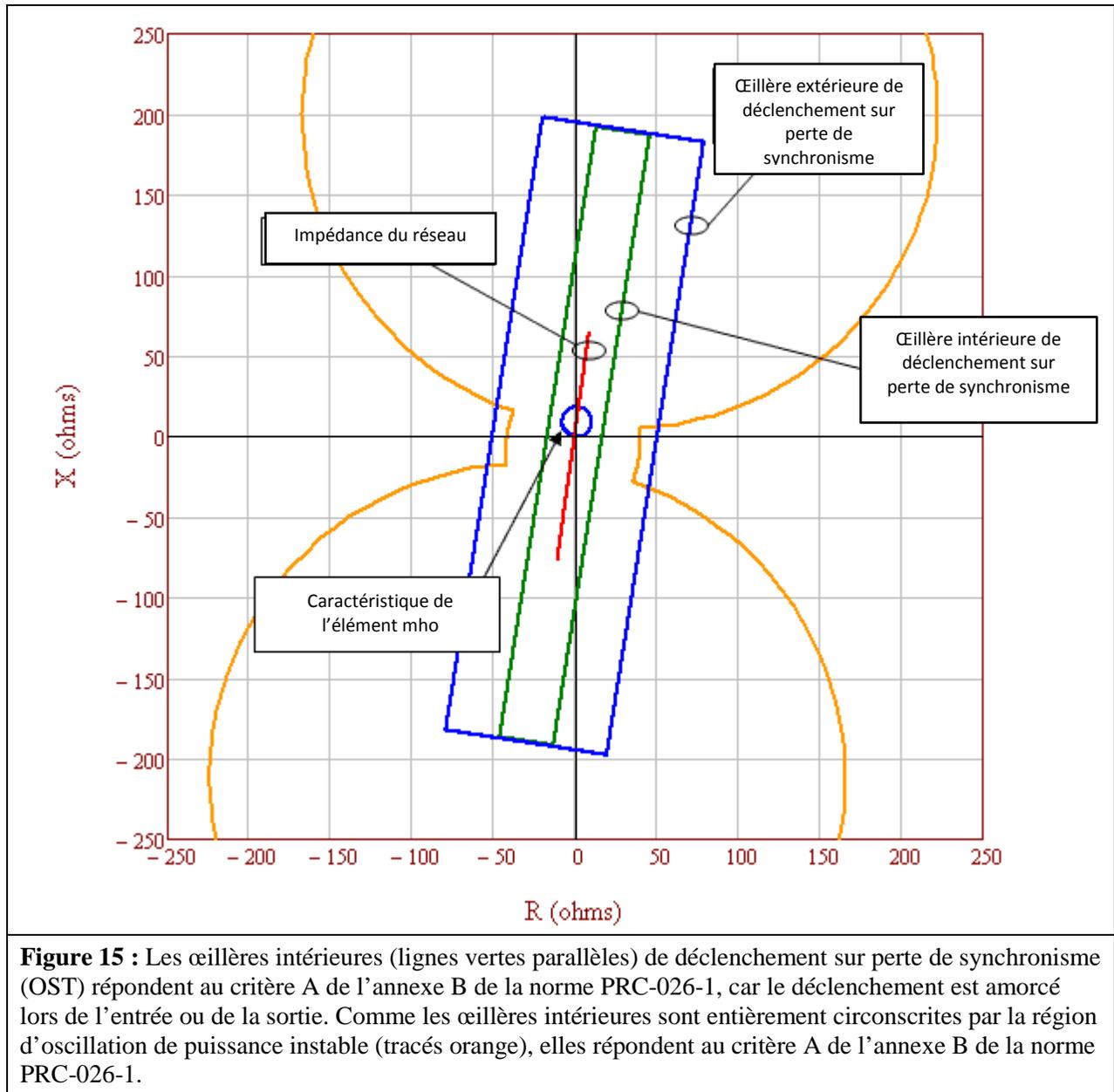
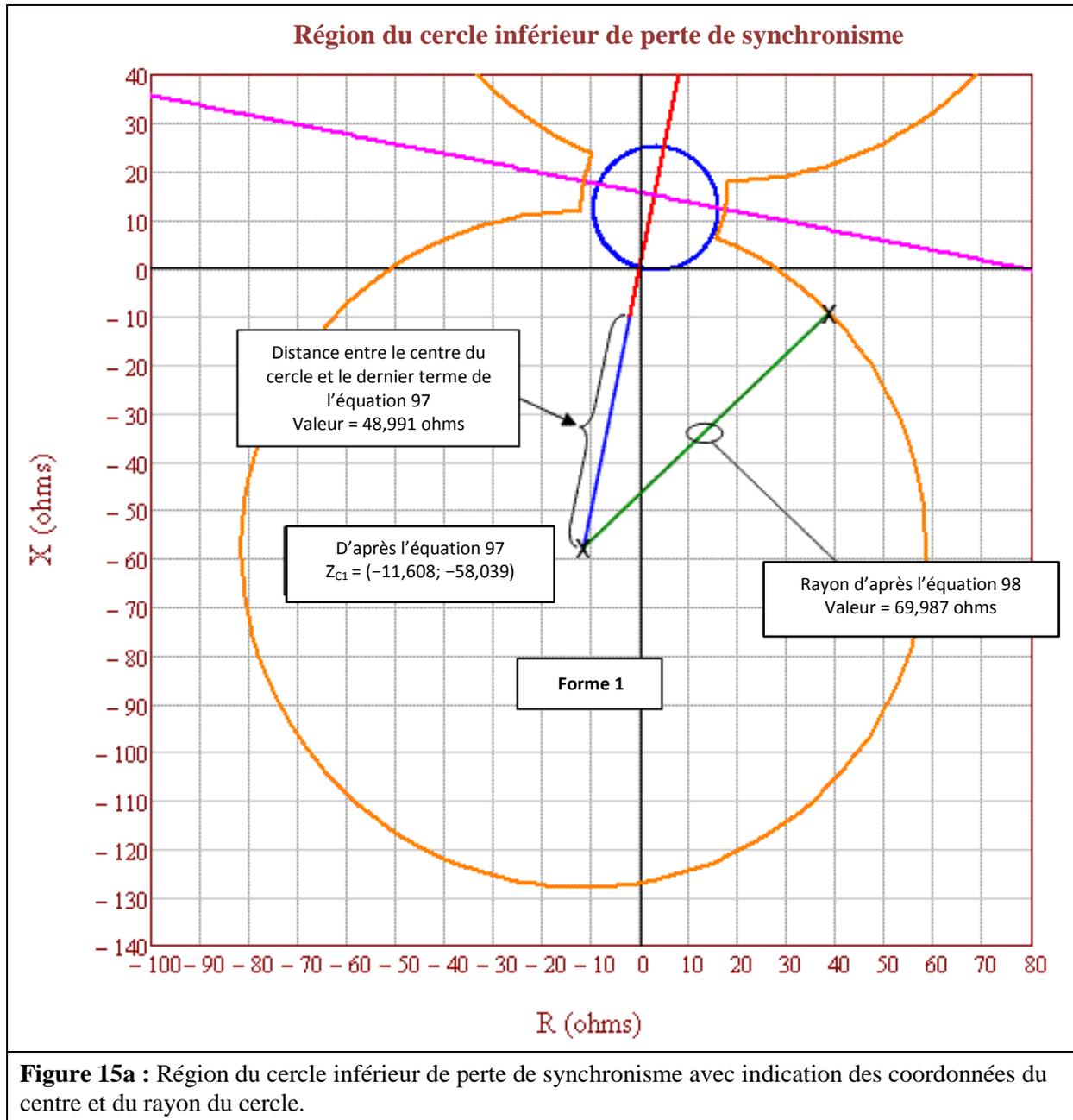


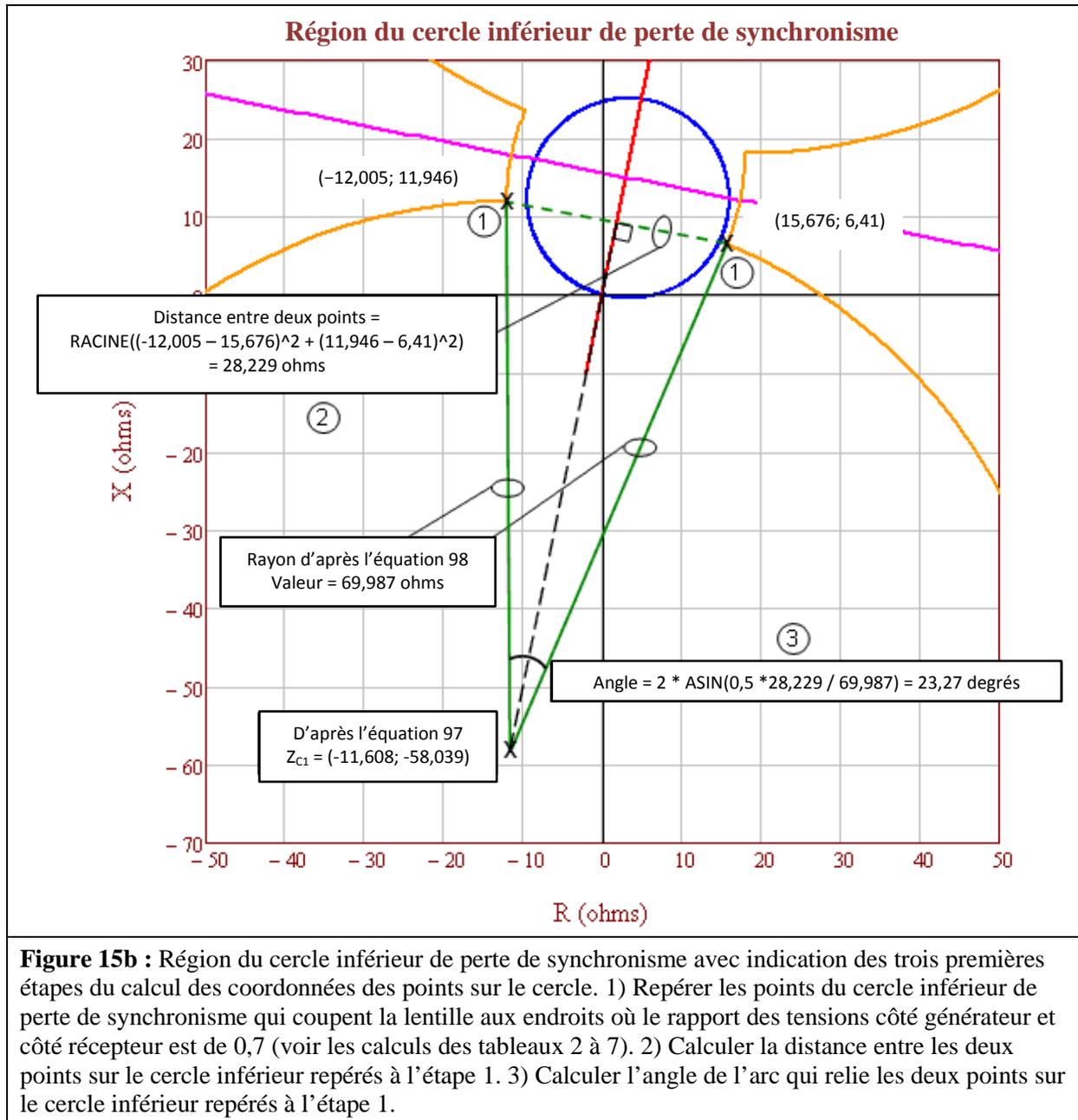
Figure 15 : Les œillères intérieures (lignes vertes parallèles) de déclenchement sur perte de synchronisme (OST) répondent au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1, car le déclenchement est amorcé lors de l'entrée ou de la sortie. Comme les œillères intérieures sont entièrement circonscrites par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange), elles répondent au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

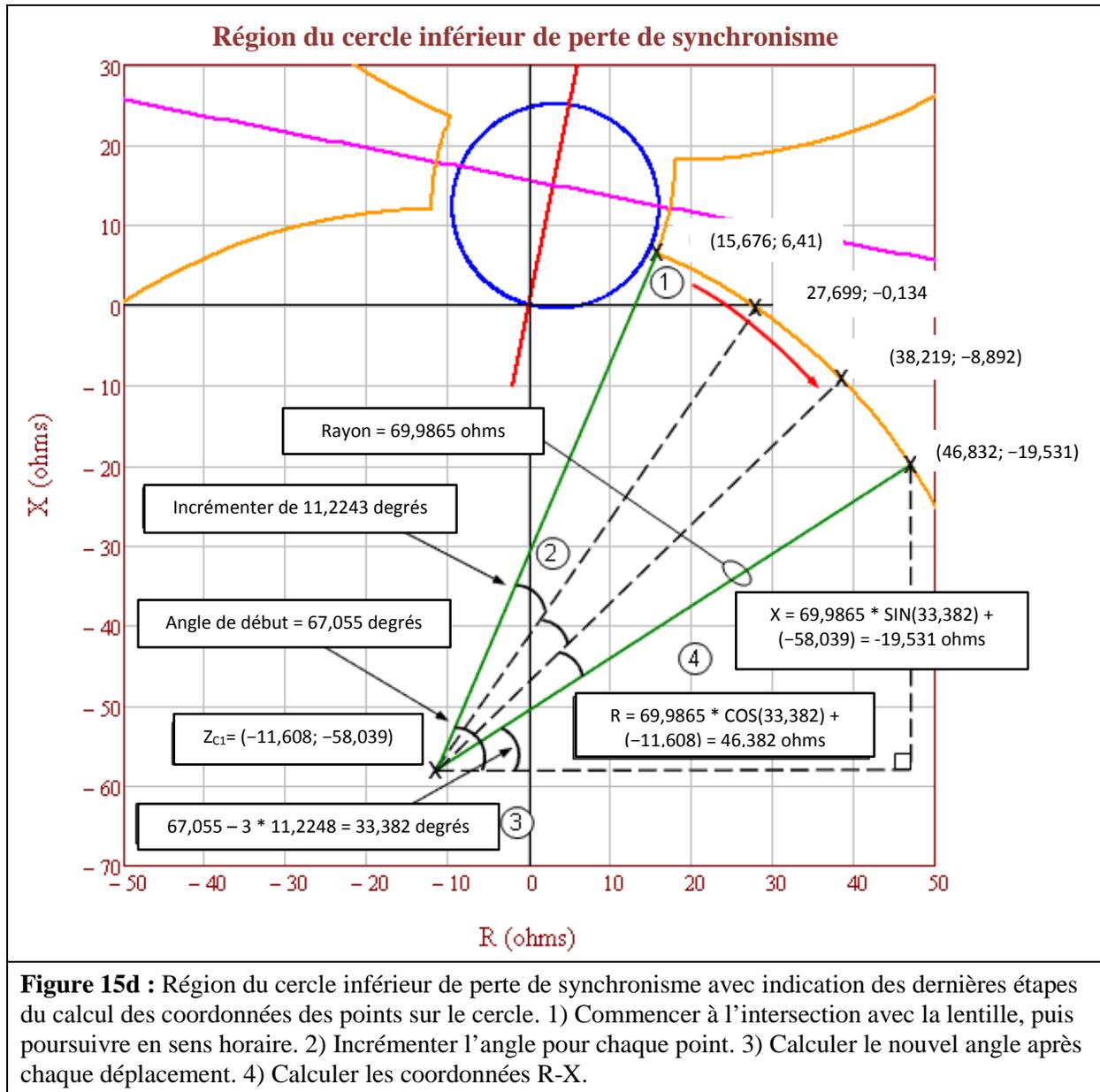
Tableau 13 : Exemple de calculs (rapports de tensions)			
Ces calculs sont basés sur les caractéristiques de perte de synchronisme pour les cas $N < 1$ et $N > 1$ décrits dans la publication <i>Application of Out-of-Step Blocking and Tripping Relays</i> , GER-3180, p. 12, figure 3 ¹⁸ . L'illustration de GE indique les formules permettant de calculer le rayon et le centre des cercles aux deux extrémités de la lentille.			
Équations de rapport de tensions, équation d'impédance de source avec application des formules d'effet couronne et équations de cercle.			
Initialement :	$E_S = 0,7$	$E_R = 1,0$	
Éq. (95)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{0,7}{1,0} = 0,7$		
Impédance totale du réseau vue par le relais avec application des formules d'alimentation.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
	$Z_{TR} = (4 + j20) \times 10^{10} \Omega$		
Éq. (96)	$Z_{sys} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) + \left[Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)\right]$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Calcul des coordonnées du centre du cercle inférieur de perte de synchronisme.			
Éq. (97)	$Z_{C1} = - \left[Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) \right] - \left[\frac{N^2 \times Z_{sys}}{1 - N^2} \right]$		
	$Z_{C1} = - \left[(2 + j10) \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20) \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}\right) \right] - \left[\frac{0,7^2 \times (10 + j50) \Omega}{1 - 0,7^2} \right]$		
	$Z_{C1} = -11,608 - j58,039 \Omega$		
Calcul du rayon du cercle inférieur de perte de synchronisme.			
Éq. (98)	$r_a = \left \frac{N \times Z_{sys}}{1 - N^2} \right $		
	$r_a = \left \frac{0,7 \times (10 + j50) \Omega}{1 - 0,7^2} \right $		
	$r_a = 69,987 \Omega$		
Calcul des coordonnées du centre du cercle supérieur de perte de synchronisme.			
Initialement :	$E_S = 1,0$	$E_R = 0,7$	
Éq. (99)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{1,0}{0,7} = 1,43$		
Éq. (100)	$Z_{C2} = Z_L + \left[Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) \right] + \left[\frac{Z_{sys}}{N^2 - 1} \right]$		

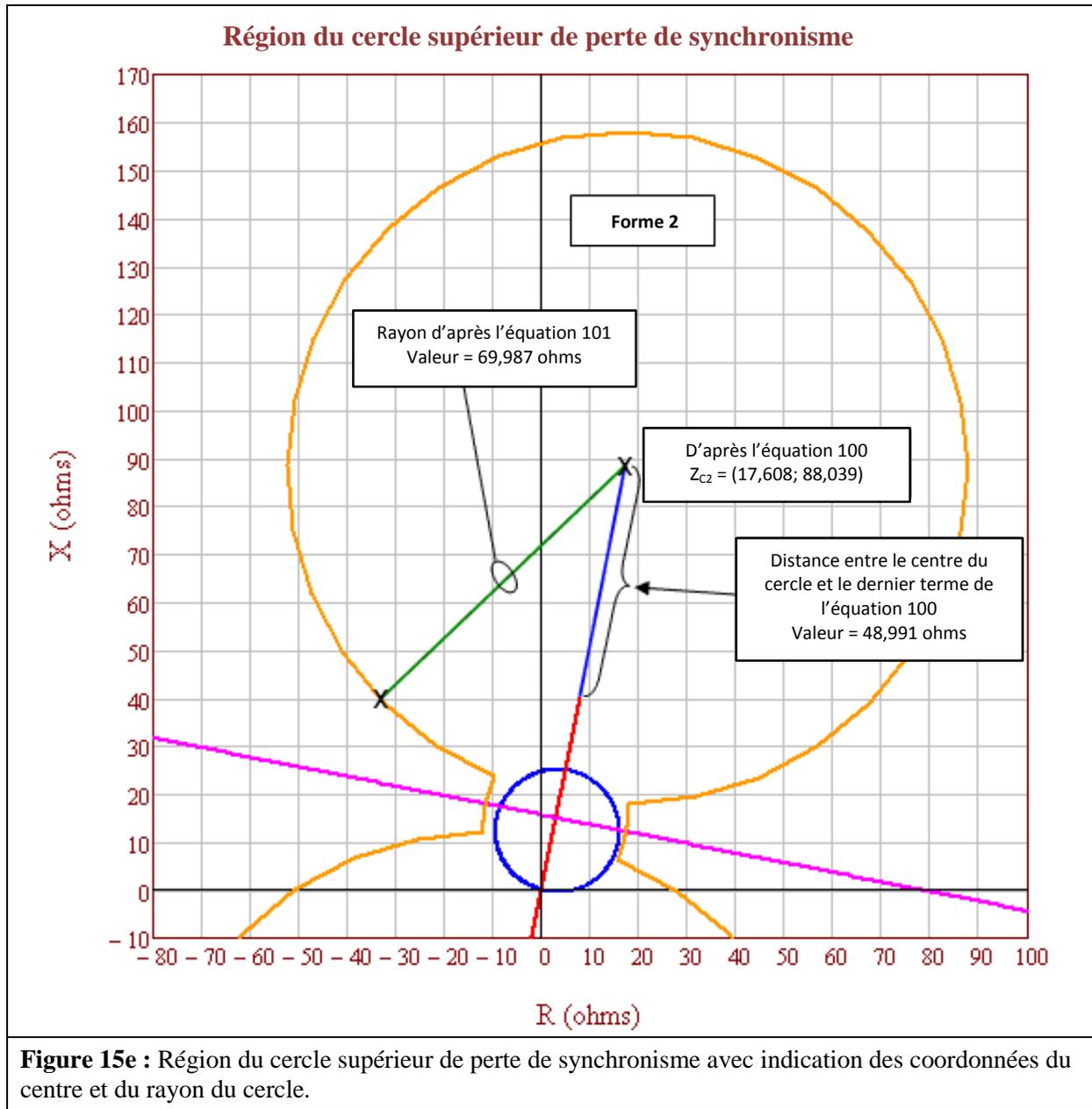
18. <http://store.gedigitalenergy.com/faq/Documents/Alps/GER-3180.pdf>

Tableau 13 : Exemple de calculs (rapports de tensions)	
	$Z_{C2} = 4 + j20 \Omega + \left[(4 + j20) \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20) \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega} \right) \right] + \left[\frac{(10 + j50) \Omega}{1,43^2 - 1} \right]$
	$Z_{C2} = 17,608 + j88,039 \Omega$
Calcul du rayon du cercle supérieur de perte de synchronisme.	
Éq. (101)	$r_b = \left \frac{N \times Z_{sys}}{N^2 - 1} \right $
	$r_b = \left \frac{1,43 \times (10 + j50) \Omega}{1,43^2 - 1} \right $
	$r_b = 69,987 \Omega$









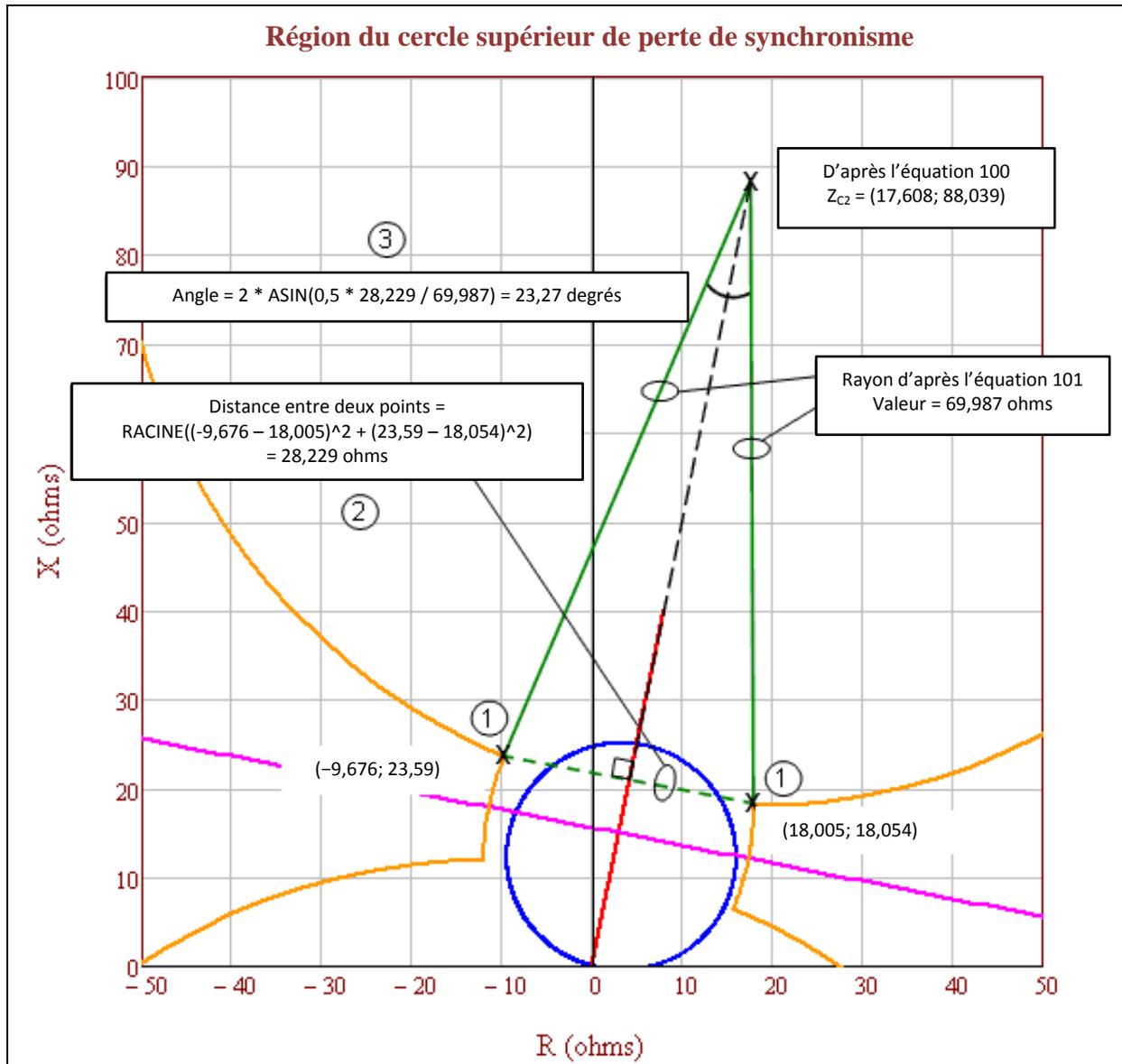
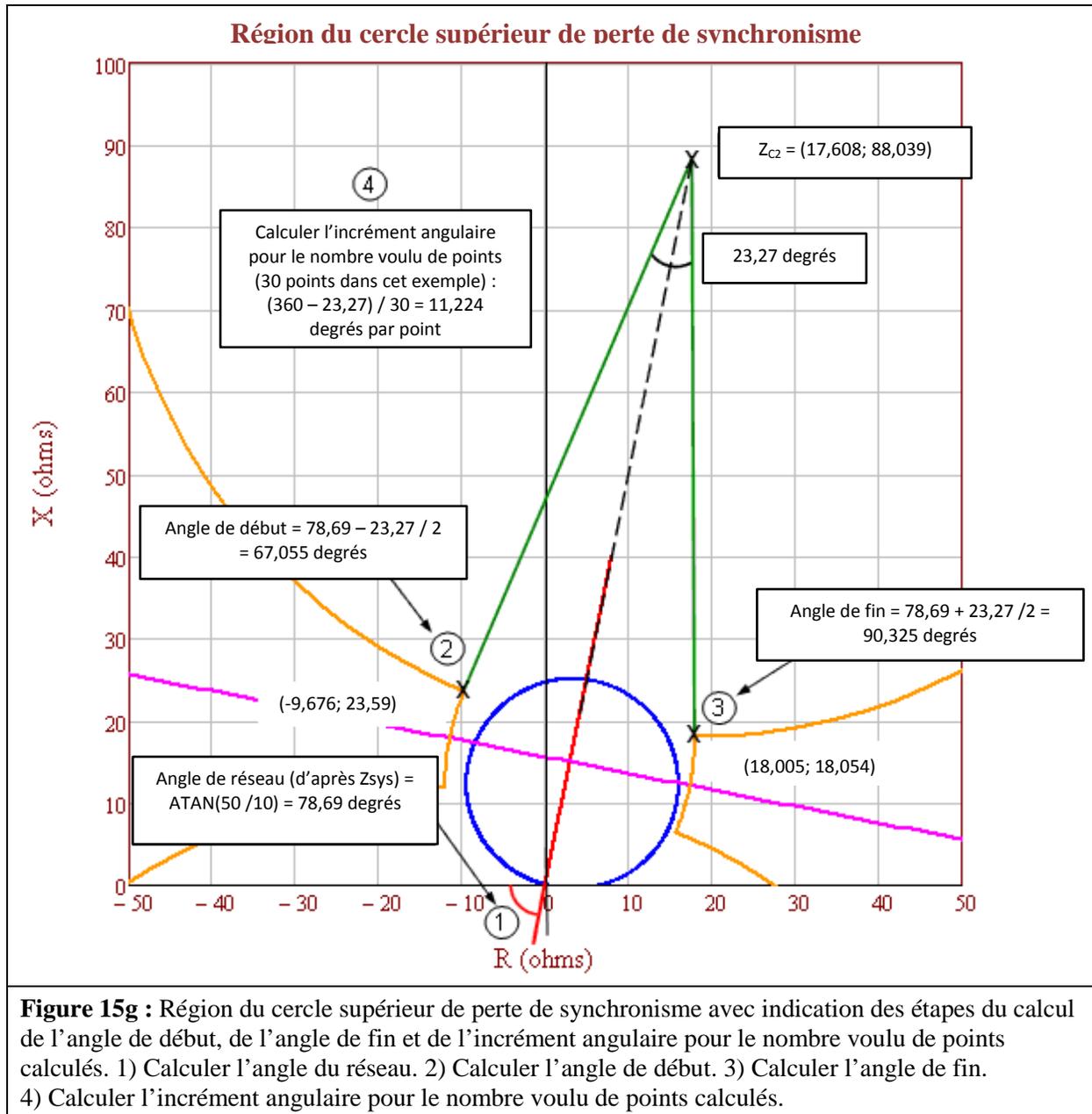
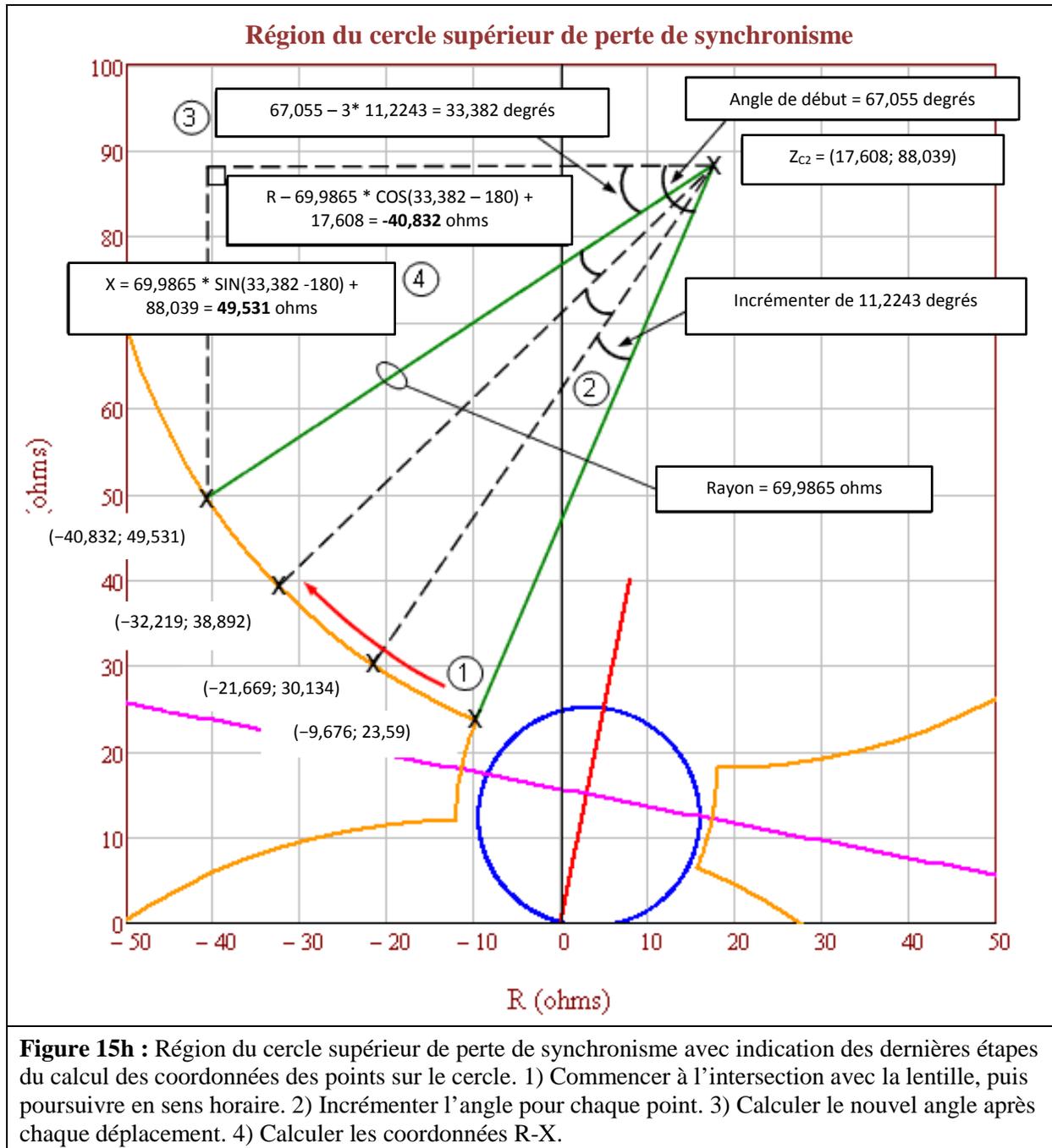


Figure 15f : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des trois premières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Repérer les points du cercle supérieur de perte de synchronisme qui coupent la lentille aux endroits où le rapport des tensions côté générateur et côté récepteur est de 1,43 (voir les calculs des tableaux 2 à 7). 2) Calculer la distance entre les deux points sur le cercle supérieur repérés à l'étape 1. 3) Calculer l'angle de l'arc qui relie les deux points sur le cercle supérieur repérés à l'étape 1.





Coordonnées du cercle inférieur de perte de synchronisme			Coordonnées du cercle supérieur de perte de synchronisme		
Angle (degrés)	R	+jX	Angle (degrés)	R	+jX
60,055	15,676	6,41	67,055	-9,676	23,59
55,831	27,699	-0,134	55,831	-21,699	30,134
44,606	38,219	-8,892	44,606	-32,219	38,892
33,382	46,832	-19,531	33,382	-40,832	49,531
22,158	53,21	-31,643	22,158	-47,21	61,643
10,933	57,108	-44,765	10,933	-51,108	74,765
359,709	58,378	-58,395	359,709	-52,378	88,395
348,485	56,97	-72,011	348,485	50,97	102,011
337,26	52,939	-85,092	337,26	-46,939	115,092
326,036	46,438	-97,139	326,036	-40,438	127,139
314,812	37,717	-107,69	314,812	-31,717	137,69
303,587	27,109	-116,341	303,587	-21,109	146,341
292,363	15,02	-122,762	292,363	-9,02	152,762
281,139	1,913	-126,707	281,139	4,087	156,707
269,914	-11,712	-128,026	269,914	17,712	158,026
258,69	-25,333	-126,667	258,69	31,333	156,667
247,466	-38,429	-122,682	247,466	44,429	152,682
236,241	-50,499	-116,225	236,241	56,499	146,225
225,017	-61,081	-107,542	225,017	67,081	137,542
213,793	-69,771	-96,965	213,793	75,771	126,965
202,568	-76,235	-84,899	202,568	82,235	114,899
191,344	-80,227	-71,806	191,344	86,227	101,806
180,12	-81,594	-58,185	180,12	87,594	88,185
168,895	-80,284	-44,56	168,895	86,284	74,56
157,671	-76,347	-31,45	157,671	82,347	61,45
146,447	-69,933	-19,357	146,447	75,933	49,357
135,222	-61,288	-8,744	135,222	67,288	38,744
123,998	-50,742	-0,016	123,998	56,742	30,016
112,774	-38,699	6,491	112,774	44,699	23,509
101,549	-25,62	10,53	101,549	31,62	19,47
90,325	-12,005	11,946	90,325	18,005	18,054

Figure 15i : Tableaux complets des coordonnées calculées des cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme. La rangée en couleur et en gras correspond aux points calculés aux figures 15d et 15h.

Directives spécifiques au critère B

Le critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1 sert à évaluer les éléments de surintensité utilisés pour le déclenchement. Il est semblable au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1, sauf pour un alinéa supplémentaire (alinéa 4) qui demande de calculer l'intensité du courant à partir d'une tension interne de groupe de production de 1,05 par unité. Cette valeur de 1,05 par unité sert à établir le courant d'excitation minimal pour les relais à maximum de courant dont la temporisation est inférieure à 15 cycles. Les tensions côté générateur et côté récepteur sont établies à 1,05 par unité et à un angle de séparation du réseau de 120 degrés. La valeur de 1,05 par unité représente la limite supérieure habituelle de la tension d'exploitation, ce qui concorde aussi avec la méthode de calcul de transfert de puissance maximal qui

tient compte des impédances de source réelles du réseau dans la norme de fiabilité PRC-023 de la NERC. Les formules utilisées pour calculer le courant sont présentées au tableau 14 ci-dessous.

Tableau 14 : Exemple de calcul (surintensité)			
<p>Cet exemple porte sur un terminal de ligne à 230 kV équipé d'un élément à maximum de courant de phase instantané directionnel réglé à 50 A au secondaire du transformateur de courant dont le rapport est de 160, ce qui correspond à 8 000 A au primaire. Le calcul suivant adopte pour V_S une valeur égale à la tension de source phase-terre de base du groupe de production côté générateur multipliée par 1,05 à un angle de 120 degrés, pour V_R une valeur égale à la tension interne phase-terre de base du groupe de production côté récepteur multipliée par 1,05 à un angle de 0 degré, et pour Z_{sys} une valeur égale à la somme de l'impédance de source côté générateur, de l'impédance de ligne et de l'impédance de source côté récepteur en ohms.</p> <p>Dans l'exemple, le réglage de phase instantané de 8 000 A est plus élevé que le courant de réseau calculé de 5 716 A ; il répond donc au critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1.</p>			
Éq. (102)	$V_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_S = 139\,430 \angle 120^\circ V$		
Tension aux bornes du groupe de production côté récepteur.			
Éq. (103)	$V_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_R = 139\,430 \angle 0^\circ V$		
L'impédance totale du réseau (Z_{sys}) est égale à la somme de l'impédance de source côté générateur (Z_S), de l'impédance de ligne (Z_L) et de l'impédance côté récepteur (Z_R) en ohms.			
Initialement :	$Z_S = 3 + j26 \Omega$	$Z_L = 1,3 + j8,7 \Omega$	$Z_R = 0,3 + j7,3 \Omega$
Éq. (104)	$Z_{sys} = Z_S + Z_L + Z_R$		
	$Z_{sys} = (3 + j26) \Omega + (1,3 + j8,7) \Omega + (0,3 + j7,3) \Omega$		
	$Z_{sys} = 4,6 + j42 \Omega$		
Courant total du réseau.			
Éq. (105)	$I_{sys} = \frac{(V_S - V_R)}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{(139\,430 \angle 120^\circ V - 139\,430 \angle 0^\circ V)}{(4,6 + j42) \Omega}$		
	$I_{sys} = 5\,715,82 \angle 66,25^\circ A$		

Directives spécifiques aux lignes à trois terminaux

Si une ligne à trois terminaux est désignée comme *élément* potentiellement vulnérable à une oscillation de puissance selon l'exigence E1, les relais de protection sensibles à la charge à chacun des trois terminaux doivent être évalués.

Comme le montre la figure 15j, on peut établir l'impédance de source à chaque terminal de la ligne par des calculs de court-circuit semblables à ceux qui s'appliquent à une ligne à deux terminaux (si l'on ne tient pas compte des impédances de transfert parallèles).

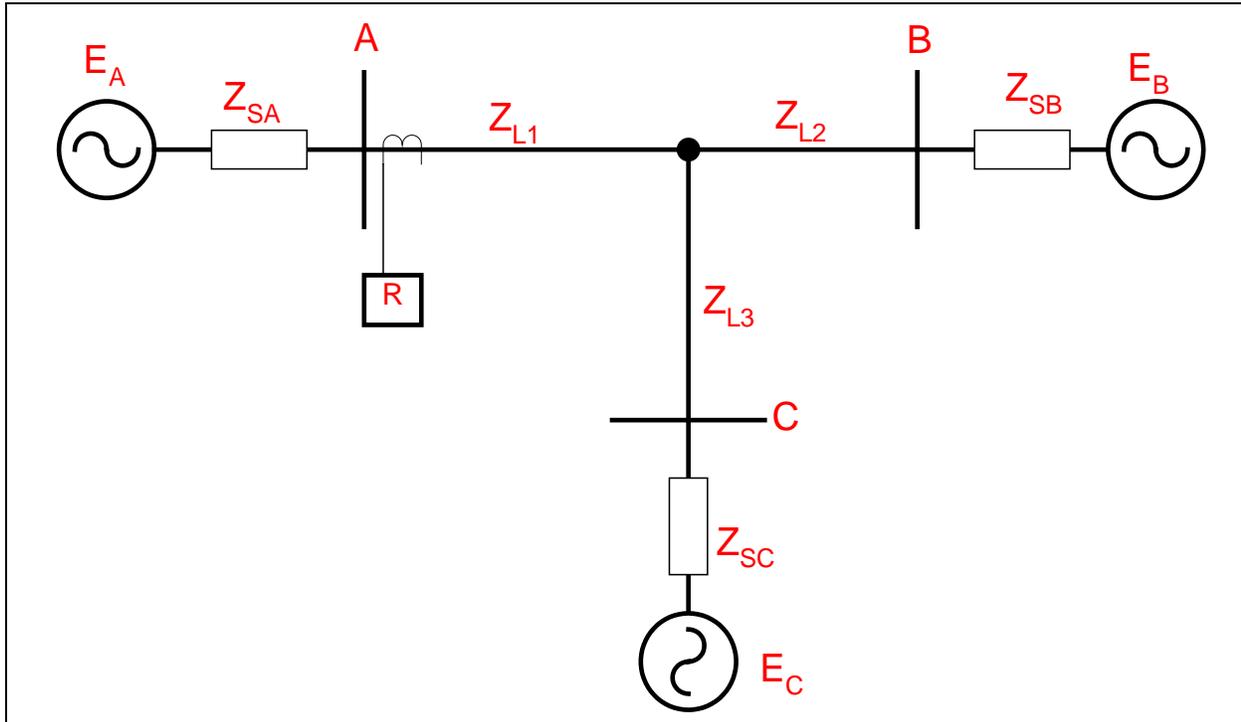


Figure 15j : Ligne à trois terminaux. Pour évaluer les relais de protection sensibles à la charge au terminal A, on réduit d'abord le circuit de la figure 15j au circuit équivalent de la figure 15k. La méthode d'évaluation pour les relais de protection sensibles à la charge au terminal A sera maintenant la même que pour une ligne à deux terminaux.

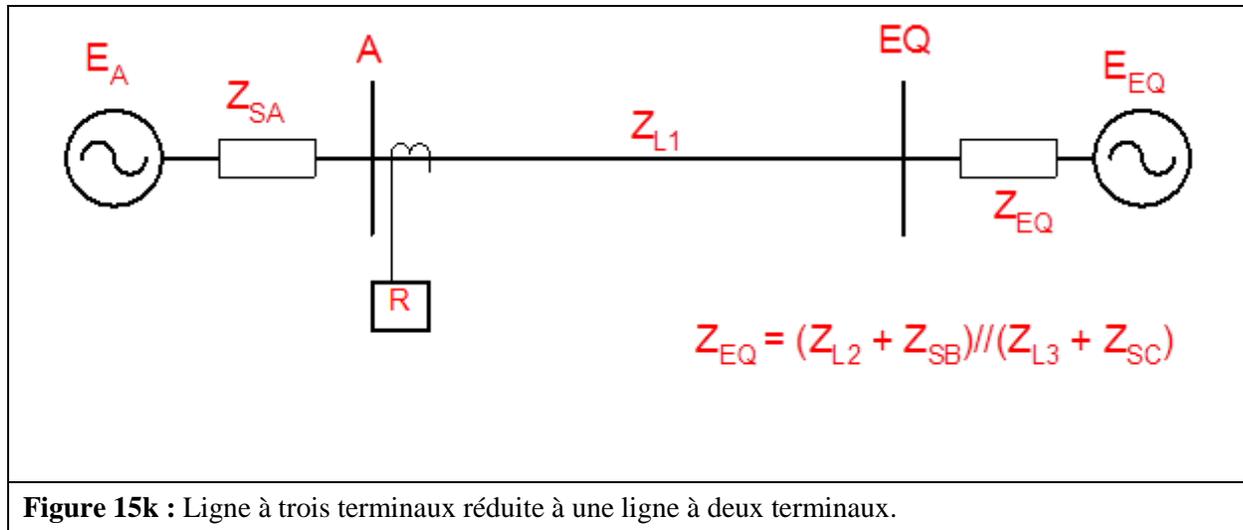


Figure 15k : Ligne à trois terminaux réduite à une ligne à deux terminaux.

Directives concernant les éléments associés à la production

Comme pour les *éléments* de transport du *BES*, l'établissement de l'impédance apparente à un *élément* situé dans une *installation* de production ou à proximité dans le contexte des oscillations de puissance est une tâche complexe en raison de diverses grandeurs interdépendantes. Les variations de ces grandeurs peuvent découler des changements dans la tension interne de la machine, de l'action du régulateur de vitesse, de l'action du régulateur de tension, de la réaction d'autres groupes de production locaux, ainsi que de la réaction d'autres *éléments* de transport du *BES* interconnectés au fur et à mesure que l'oscillation progresse dans domaine temporel. Bien qu'on puisse recourir à des simulations de stabilité en régime transitoire pour déterminer l'impédance apparente afin de vérifier les réglages des relais sensibles à la charge^{19, 20}, les critères A et B de l'annexe B à laquelle renvoie l'exigence E2 de la norme PRC-026-1 présentent une méthode simplifiée qui permet d'évaluer si les relais de protection sensibles à la charge sont susceptibles de se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable, sans nécessiter de simulations de stabilité.

En général, le centre électrique sera situé dans le réseau de transport pour les cas où le groupe de production est raccordé par un réseau de transport faible (impédance externe élevée). Dans d'autres cas où le groupe de production est raccordé par un réseau de transport fort, le centre électrique pourrait se trouver à l'intérieur de la zone raccordée au groupe²¹. Dans l'un ou l'autre cas, les relais de protection sensibles à la charge reliés aux bornes du groupe de production ou sur le côté haute tension de son transformateur élévateur (GSU) pourraient être sollicités par des oscillations de puissance. Les relais susceptibles d'être sollicités par des oscillations de puissance seront désignés par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, ou encore par le *propriétaire d'installation de production* qui aura constaté la mise hors circuit d'un groupe de production, d'un transformateur ou d'une ligne de transport faisant partie du *BES*²² à cause du fonctionnement de son ou ses relais de protection en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable selon l'exigence E2.

Les relais à maximum de courant à temporisation inverse, de type conditionnel ou asservi à la tension, sont exclus de la présente norme. Lorsque ces relais sont réglés d'après la capacité de surcharge

19. Donald Reimert. *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Boca Raton, FL, CRC Press, 2006.

20. Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*, EPRI, McGraw Hill, Inc., 1994.

21. Kundur, *ibid.*

22. Voir la section Éclaircissements et commentaires techniques, rubrique Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance.

admissible de l'équipement, leur temporisation est largement supérieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance.

Les relais à maximum de courant à déclenchement instantané, à temporisation inverse et à temporisation fixe, si leur la temporisation est inférieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance, sont visés par la présente norme et doivent être évalués pour chaque *élément* désigné.

La fonction de protection de groupe de production contre la perte de champ est assurée par des relais d'impédance reliés aux bornes du groupe. Les réglages sont appliqués de manière à protéger le groupe de production contre une perte partielle ou totale de l'excitation dans toutes les conditions de charge du groupe et, en même temps, de manière à ne pas entraîner le déclenchement en cas d'oscillation de puissance stable. La probabilité que le relais de perte de champ se déclenche pendant une oscillation de puissance est plus élevée lorsque le régulateur automatique de tension est en mode manuel plutôt qu'en mode automatique²³. La figure 16 présente le diagramme R-X des caractéristiques de relais de perte de champ qui s'étendent généralement jusqu'à trois zones de protection.

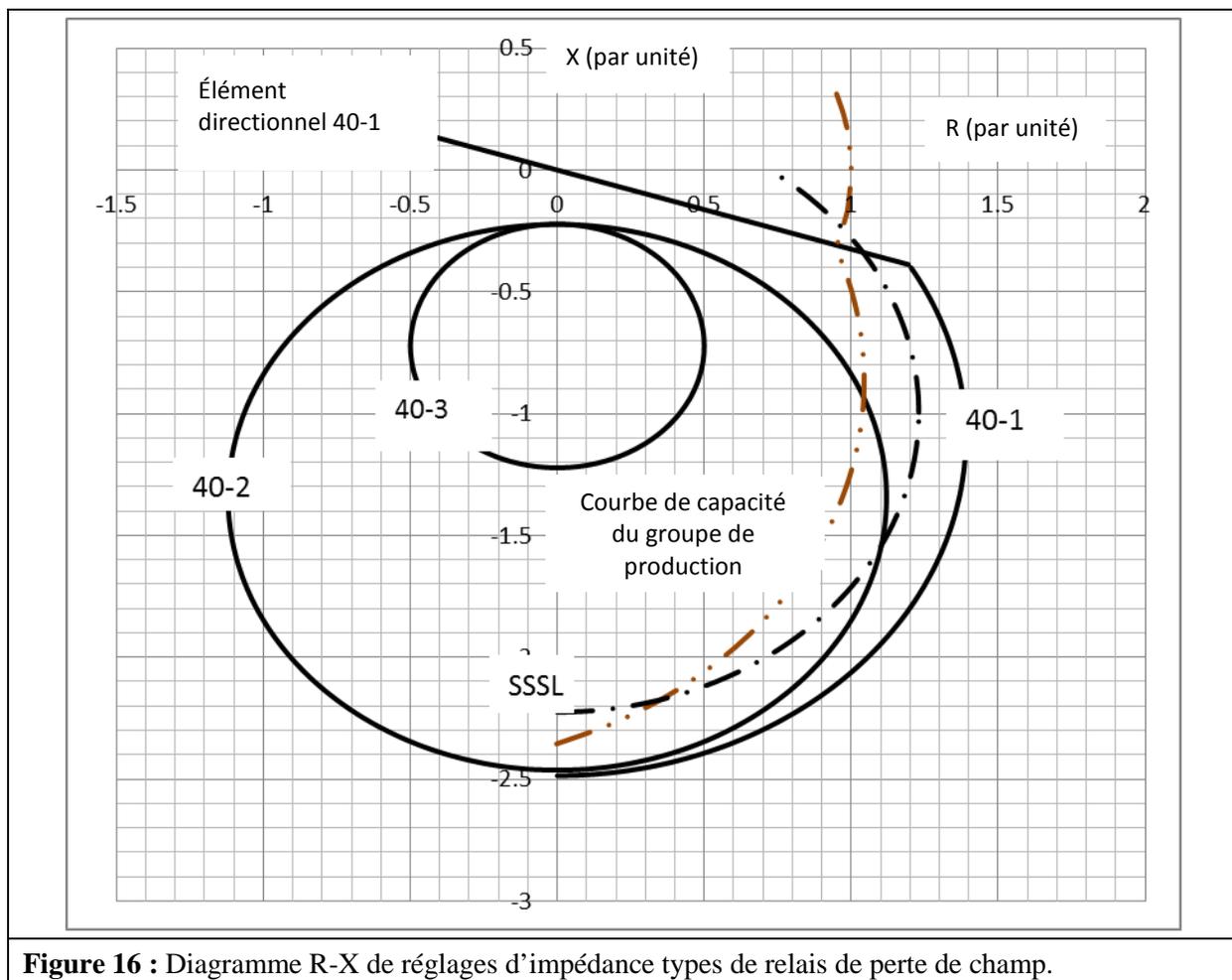


Figure 16 : Diagramme R-X de réglages d'impédance types de relais de perte de champ.

23. John Burdy. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

La caractéristique de perte de champ 40-1 a une étendue d'impédance plus large (décalage positif) que la caractéristique 40-2 ou 40-3, et elle offre une protection supplémentaire au groupe de production en cas de perte partielle de champ ou de perte de champ sous faible charge (moins de 10 % de la charge nominale). La logique de déclenchement de cette protection comporte un contact directionnel, une consigne de tension et une temporisation. La consigne de tension et la temporisation renforcent l'insensibilité aux oscillations de puissance stables. La caractéristique 40-3 est moins sensible aux oscillations de puissance que la caractéristique 40-2 et est réglée à l'extérieur de la courbe de capacité du groupe de production, en avance. Indépendamment du réglage d'impédance du relais, la norme PRC-019²⁴ stipule que « les limiteurs en service doivent intervenir avant les *systèmes de protection* afin d'éviter tout débranchement inutile » et que « les dispositifs de *système de protection* en service doivent être réglés de manière à intervenir pour isoler ou mettre hors tension l'équipement afin de limiter l'étendue des dommages lorsque les conditions d'exploitation dépassent les caractéristiques ou les limites de stabilité de l'équipement ». Les temporisations de déclenchement des relais de perte de champ^{25, 26} vont de 15 cycles pour la caractéristique 40-2 à 60 cycles pour la caractéristique 40-1 afin d'éviter le déclenchement pendant une oscillation de puissance stable. Dans la norme PRC-026-1, le seuil d'applicabilité est fixé à 15 cycles ; il incombe toutefois au *propriétaire d'installation de production* d'établir des réglages qui assurent l'insensibilité aux oscillations de puissance stables, en même temps qu'une protection sûre du groupe de production.

Le circuit simplifié de réseau à deux machines (méthode déjà utilisée à la section Directives concernant les *éléments* de transport) sert à analyser l'effet d'une oscillation de puissance sur les relais sensibles à la charge dans une installation de production. Dans la présente section, la méthode de calcul sert à déterminer l'impédance vue par le relais relié à un point dans le circuit²⁷. Les grandeurs électriques qui déterminent le tracé d'impédance apparente selon cette méthode sont la réactance transitoire saturée du groupe de production (X'_d), l'impédance du transformateur élévateur de groupe de production (X_{GSU}), l'impédance de la ligne de transport (Z_L) et l'équivalent de réseau (Z_e) au point de raccordement. Le *propriétaire d'installation de production* connaît toutes les valeurs d'impédance, sauf celle de l'équivalent de réseau, qu'il peut obtenir auprès du *propriétaire d'installation de transport*. En faisant varier les tensions de source côtés générateur et récepteur entre 0,0 et 1,0 par unité, on trace la partie lentille de la région d'oscillation de puissance instable. À partir de la plage de tensions de 0,7 à 1,0, on obtient une plage de rapports totale de 0,7 à 1,43 ; cette plage de rapports sert à tracer les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme de la région d'oscillation de puissance instable. Un angle de séparation du réseau de 120 degrés est adopté conformément aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 pour chaque évaluation de relais de protection sensible à la charge.

Le tableau 15 ci-après montre un exemple de calcul selon la méthode du lieu d'impédance apparente à partir des figures 17 et 18²⁸. Dans cet exemple, le groupe de production est raccordé au réseau de transport à 345 kV par l'intermédiaire de son transformateur élévateur et présente les valeurs indiquées. Il est à noter que les relais de protection sensibles à la charge de cet exemple peuvent appartenir au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport*.

24. Titre : *Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production*

25. Burdy, *ibid.*

26. *Applied Protective Relaying*, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

27. Edward Wilson Kimbark. *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, publié par John Wiley and Sons, 1950.

28. Kimbark, *ibid.*

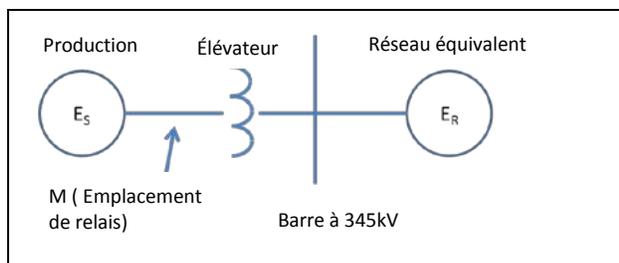


Figure 17 : Schéma unifilaire simplifié du réseau à évaluer.

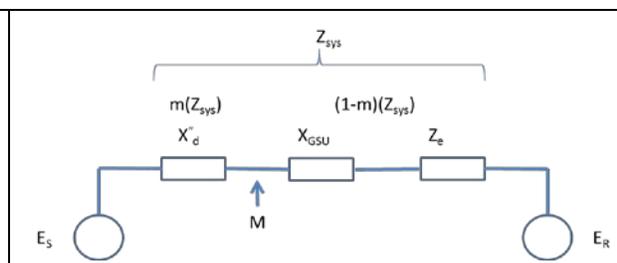


Figure 18 : Schéma simplifié de l'impédance du réseau équivalent à évaluer²⁹.

Tableau 15 : Données de l'exemple (groupe de production)	
Paramètres d'entrée	Valeurs d'entrée
Puissance nominale du groupe synchrone (MVA)	940 MVA
Réactance transitoire saturée (940 MVA de base)	$X'_d = 0,3845$ par unité
Tension nominale du groupe (phase-phase)	20 kV
Puissance nominale du transformateur élévateur	880 MVA
Réactance du transformateur élévateur (880 MVA de base)	$X_{GSU} = 16,05 \%$
Équivalent de réseau (100 MVA de base)	$Z_e = 0,00723 \angle 90^\circ$ par unité
Relais de protection sensibles à la charge du propriétaire d'installation de production	
40-1	Impédance en décalage positif
	Décalage = 0,294 par unité
	Diamètre = 0,294 par unité
40-2	Impédance en décalage négatif
	Décalage = 0,22 par unité
	Diamètre = 2,24 par unité
40-3	Impédance en décalage négatif
	Décalage = 0,22 par unité
	Diamètre = 1,00 par unité
21-1	Diamètre = 0,643 par unité
	Angle de couple maximal = 85°
50	I (excitation) = 5,0 par unité
Relais de protection sensibles à la charge du propriétaire d'installation de transport	
21-2	Diamètre = 0,55 par unité

29. Kimbark, ibid.

Tableau 15 : Données de l'exemple (groupe de production)	
	Angle de couple maximal = 85°

Calculs pour un angle de 120 degrés et pour $E_S/E_R = 1$. L'équation du calcul de Z_R est la suivante³⁰ :

$$\text{Éq. (106)} \quad Z_R = \left(\frac{(1-m)(E_S \angle \delta) + (m)(E_R)}{E_S \angle \delta - E_R} \right) \times Z_{sys}$$

où m est l'emplacement du relais en fonction de l'impédance totale (nombre inférieur à 1)

E_S et E_R représentent les tensions côté générateur et côté récepteur

Z_{sys} représente l'impédance totale du réseau

Z_R représente l'impédance complexe à l'emplacement du relais et tracée sur un diagramme R-X

Toutes les valeurs ci-dessus sont des constantes (pour une puissance de base de 940 MVA) ; seul l'angle δ varie. Le tableau 16 ci-dessous présente les calculs pour un groupe de production à partir des données du tableau 15.

Tableau 16 : Exemple de calculs (groupe de production)			
Les calculs suivants sont faits à partir d'une puissance de base de 940 MVA.			
Initialement :	$X'_d = j0,3845 \text{ p.u.}$	$X_{GSU} = j0,17144 \text{ p.u.}$	$Z_e = j0,06796 \text{ p.u.}$
Éq. (107)	$Z_{sys} = X'_d + X_{GSU} + Z_e$		
	$Z_{sys} = j0,3845 \text{ p.u.} + j0,17144 \text{ p.u.} + j0,06796 \text{ p.u.}$		
	$Z_{sys} = 0,6239 \angle 90^\circ \text{ p.u.}$		
Éq. (108)	$m = \frac{X'_d}{Z_{sys}} = \frac{0,3845}{0,6239} = 0,6163$		
Éq. (109)	$Z_R = \left(\frac{(1-m)(E_S \angle \delta) + (m)(E_R)}{E_S \angle \delta - E_R} \right) \times Z_{sys}$		
	$Z_R = \left(\frac{(1-0,6163) \times (1 \angle 120^\circ) + (0,6163)(1 \angle 0^\circ)}{1 \angle 120^\circ - 1 \angle 0^\circ} \right) \times (0,6239 \angle 90^\circ) \text{ p.u.}$		
	$Z_R = \left(\frac{0,4244 + j0,3323}{-1,5 + j 0,866} \right) \times (0,6239 \angle 90^\circ) \text{ p.u.}$		
	$Z_R = (0,3116 \angle -111,95^\circ) \times (0,6239 \angle 90^\circ) \text{ p.u.}$		
	$Z_R = 0,194 \angle -21,95^\circ \text{ p.u.}$		
	$Z_R = -0,18 - j0,073 \text{ p.u.}$		

Le tableau 17 présente les valeurs d'impédance de l'oscillation de puissance à différents angles et à des valeurs E_S/E_R de 1, de 1,43 et de 0,7. Les valeurs d'impédance sont tracées sur un diagramme R-X, le

30. Kimbark, ibid.

centre étant situé aux bornes du groupe de production utilisé pour l'évaluation des réglages de relais d'impédance.

Tableau 17 : Exemple de calculs pour un diagramme d'impédance d'oscillation à différentes tensions côtés générateur et récepteur

Angle (δ) (degrés)	$E_S/E_R=1$		$E_S/E_R=1,43$		$E_S/E_R=0,7$	
	Z_R		Z_R		Z_R	
	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)
90	0,320	-13,1	0,296	6,3	0,344	-31,5
120	0,194	-21,9	0,173	-0,4	0,227	-40,1
150	0,111	-41,0	0,082	-10,3	0,154	-58,4
210	0,111	-25,9	0,082	190,3	0,154	238,4
240	0,194	201,9	0,173	180,4	0,225	220,1
270	0,320	193,1	0,296	173,7	0,344	211,5

Exigence E2 – Exemples concernant les groupes de production

Directive concernant les relais de distance

D'après le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1, la caractéristique du relais de distance 21-1 (appartenant au *propriétaire d'installation de production*) est située dans la région où il ne se produirait pas d'oscillation de puissance stable (voir la figure 19). La présente norme n'impose donc au propriétaire aucune autre obligation pour ce relais de protection sensible à la charge.

Le relais de distance 21-2 (appartenant au *propriétaire d'installation de transport*) est relié au côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production, et sa caractéristique d'impédance recoupe la région dans laquelle une oscillation de puissance stable pourrait se produire, entraînant le déclenchement du relais. Dans cet exemple, si la temporisation intentionnelle de ce relais est inférieure à 15 cycles, il est impossible de respecter le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026 ; le *propriétaire d'installation de transport* est donc tenu d'élaborer un plan d'actions correctives (selon l'exigence E3). Parmi les options possibles : modifier le réglage du relais (portée d'impédance, angle, temporisation, etc.), modifier le système de protection (par exemple en ajoutant un relais PSB), ou encore remplacer le système de protection. Il est à noter que le relais peut être exclu de la présente norme si sa temporisation intentionnelle est d'au moins 15 cycles.

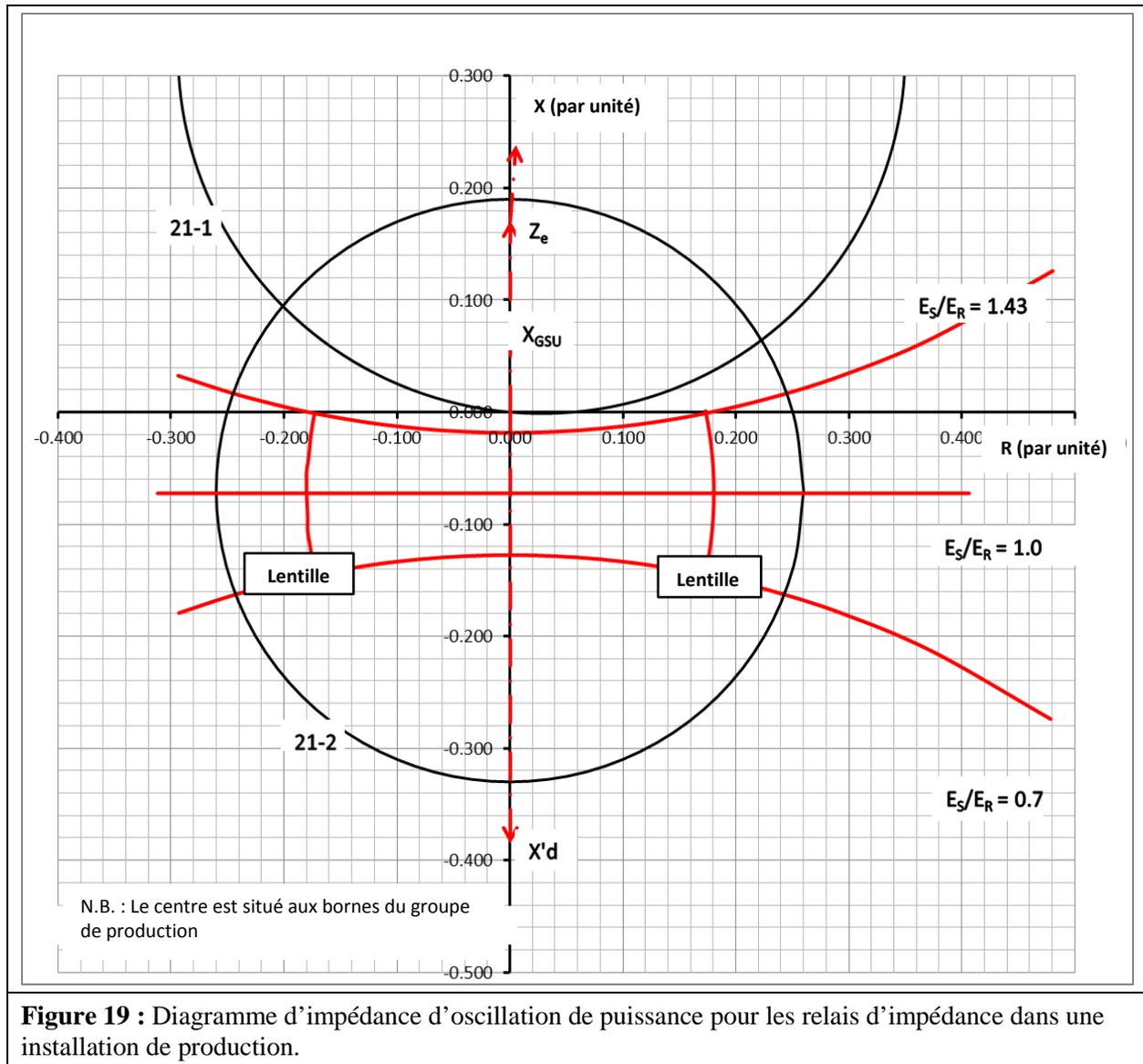


Figure 19 : Diagramme d'impédance d'oscillation de puissance pour les relais d'impédance dans une installation de production.

Directive concernant les relais de perte de champ

Dans le diagramme R-X de la figure 20, les caractéristiques des relais de perte de champ 40-1 et 40-2 sont situées dans la région où une oscillation de puissance stable peut entraîner le fonctionnement du relais. Le relais de protection 40-1 serait exclu s'il avait une temporisation intentionnelle d'au moins 15 cycles ; il en va de même pour le relais 40-2. Par exemple, si le relais 40-1 a une temporisation de 1 seconde et si le relais 40-2 a une temporisation de 0,25 seconde, ils seront tous deux exclus et le *propriétaire d'installation de production* sera exempté de toute obligation en vertu de la présente norme relativement à ces relais. Quant à la caractéristique du relais de perte de champ 40-3, elle est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable. Dans ce cas, le propriétaire peut sélectionner un déclenchement rapide pour l'élément d'impédance du relais 40-3.

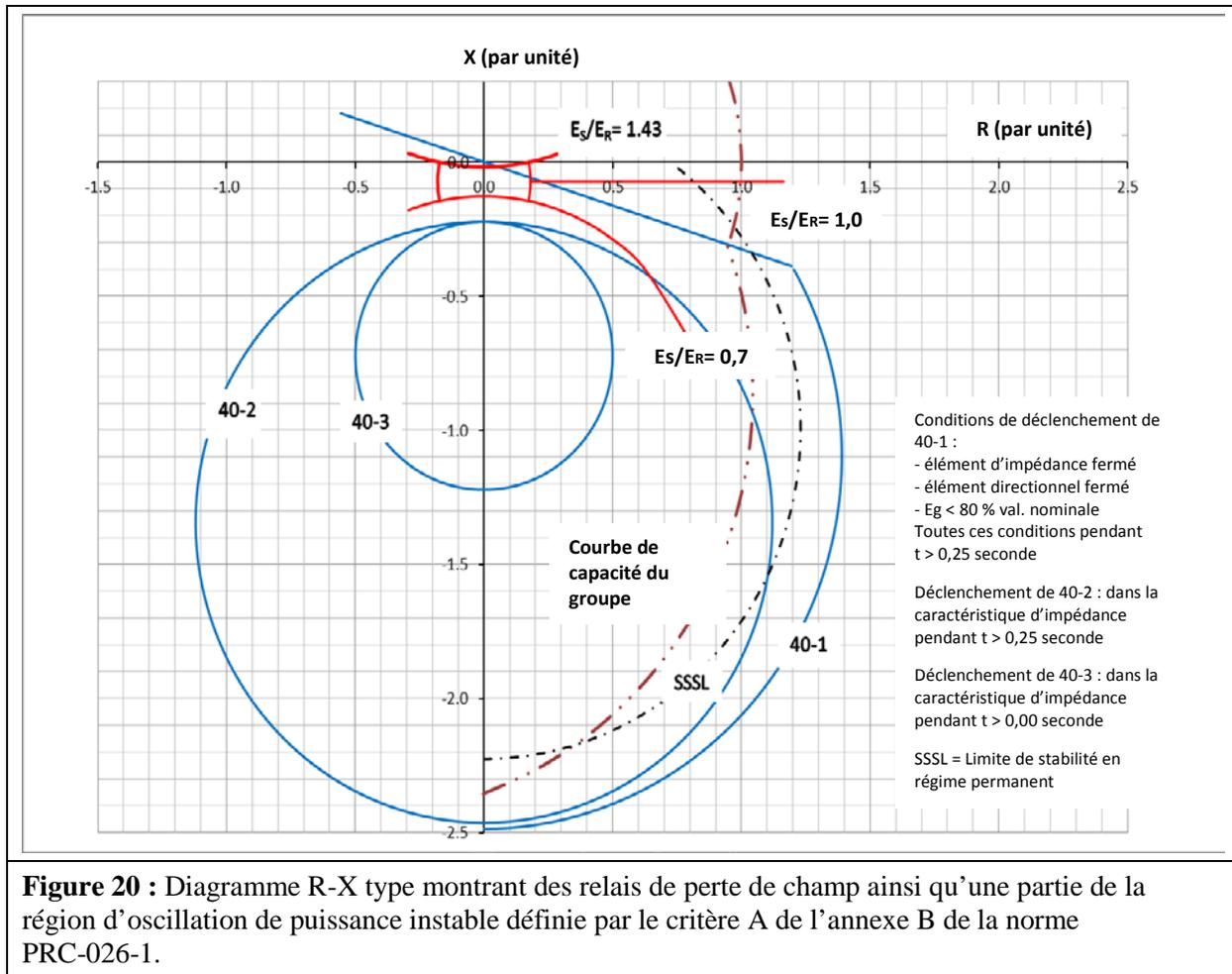


Figure 20 : Diagramme R-X type montrant des relais de perte de champ ainsi qu'une partie de la région d'oscillation de puissance instable définie par le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

Relais instantanés à maximum de courant

Comme dans l'exemple de calcul de surintensité de ligne de transport du tableau 14, le réglage minimal des relais instantanés à maximum de courant est établi par le critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1. L'équation qui s'applique est la suivante :

Éq. (110)
$$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$$

Comme l'indique le tableau 15 des réglages de relais, le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production et sa valeur d'excitation est de 5,0 par unité. Le courant maximal admissible se calcule comme suit :

$$I_{sys} = \frac{(1,05 \angle 120^\circ - 1,05 \angle 0^\circ)}{0,6239 \angle 90^\circ} p. u.$$

$$I_{sys} = \frac{1,819 \angle 150^\circ}{0,6239 \angle 90^\circ} p. u.$$

$$I_{sys} = 2,91 \angle 60^\circ p. u.$$

Le réglage de phase instantané de 5,0 par unité est supérieur à la valeur calculée de 2,91 par unité pour le courant de réseau ; il répond donc au critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

Déclenchement sur perte de synchronisme pour les installations de production

La protection des groupes de production contre la perte de synchronisme prend généralement la forme de trois systèmes différents. Le premier système consiste à relier un relais de distance au côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production, son élément directionnel étant orienté vers le groupe. Comme ce réglage de relais peut être identique à celui utilisé pour la protection de réserve du groupe de production (voir la rubrique Directive concernant les relais de distance, sous Exigence E2 – Exemples concernant les groupes de production), il risque d'entraîner un déclenchement en réponse à une oscillation de puissance stable, et devrait donc être modifié. Or, toute modification de la caractéristique mho circulaire affaiblirait l'ensemble de la protection contre la perte de synchronisme du groupe de production, et c'est pourquoi la documentation technique disponible déconseille de recourir à ce système spécifiquement pour la protection contre la perte de synchronisme du groupe de production. Les deuxième et troisième systèmes de protection contre la perte de synchronisme sont communément appelés « à œillères » (*blinders*) simples ou doubles. Ils sont installés ou activés pour la protection contre la perte de synchronisme et comportent des œillères, un élément mho et des temporisateurs. La combinaison de ces fonctions de relais de protection permet d'intervenir en cas de perte de synchronisme en même temps que de distinguer les oscillations de puissance stables des oscillations instables. Les systèmes à œillères simples utilisent une logique qui distingue les oscillations de puissance stables des oscillations instables en produisant une commande de déclenchement après le premier cycle de glissement. Les systèmes à œillères doubles sont plus complexes et, selon le réglage des œillères intérieures, un déclenchement pendant une oscillation de puissance stable peut survenir. Bien que la logique de commande assure la distinction entre oscillations de puissance stables et instables dans l'un ou l'autre système, il est important que les œillères qui amorcent le déclenchement soient réglées à un angle supérieur à la limite de stabilité de 120 degrés afin d'exclure la possibilité d'un déclenchement pendant une oscillation de puissance stable. Le système à œillères doubles est décrit ci-après.

Système à œillères doubles

Le système à œillères doubles mesure le taux de variation de l'impédance de composante directe afin de détecter une perte de synchronisme. Une valeur de temps préétablie est comparée au temps qui s'écoule pendant que le lieu d'impédance se déplace entre deux caractéristiques d'impédance. Dans ce cas, les deux caractéristiques d'impédance sont représentées par des paires d'œillères dont chacune est réglée à une portée résistive particulière dans le plan R-X. Généralement, les deux œillères de la moitié gauche du plan sont symétriques à celles de la moitié droite. Le système comprend habituellement une caractéristique mho qui sert d'élément d'amorçage, mais non de déclenchement.

Le système détecte les franchissements d'œillère et mesure le temps écoulé, selon la représentation dans le plan R-X de la figure 21. L'impédance du réseau est composée de l'impédance transitoire du groupe de production (X_d'), de l'impédance du transformateur élévateur de groupe de production (X_T) et de l'impédance du réseau de transport (X_{sys}).

La logique du système s'enclenche lorsque le lieu de l'oscillation franchit l'œillère extérieure R1 du côté droit (voir la figure 21), à l'angle de séparation α . Le système entre en action seulement lorsqu'une oscillation franchit l'œillère intérieure ; c'est alors que la logique confirme la perte de synchronisme à l'angle de séparation β . Le déclenchement est commandé lorsque le lieu d'impédance quitte la caractéristique du système à l'angle de séparation δ .

L'oscillation de puissance peut sortir des œillères intérieures et extérieures dans un sens ou dans l'autre, et le déclenchement sera commandé. Par conséquent, l'œillère intérieure doit être réglée de manière que l'angle de séparation β soit assez grand pour que le rétablissement du réseau soit exclu, soit 120 degrés ou plus. Un angle supérieur à 120 degrés répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 (alinéa 1, première puce), puisque la fonction de déclenchement est définie par l'œillère. Des études de

stabilité en régime transitoire peuvent indiquer qu'un angle de limite de stabilité plus petit est acceptable selon le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 (alinéa 1, deuxième puce). À cet égard, le système à œillères doubles est semblable aux systèmes à lentille double ou triple ainsi qu'à de nombreux systèmes de protection contre la perte de synchronisme de réseau de transport.

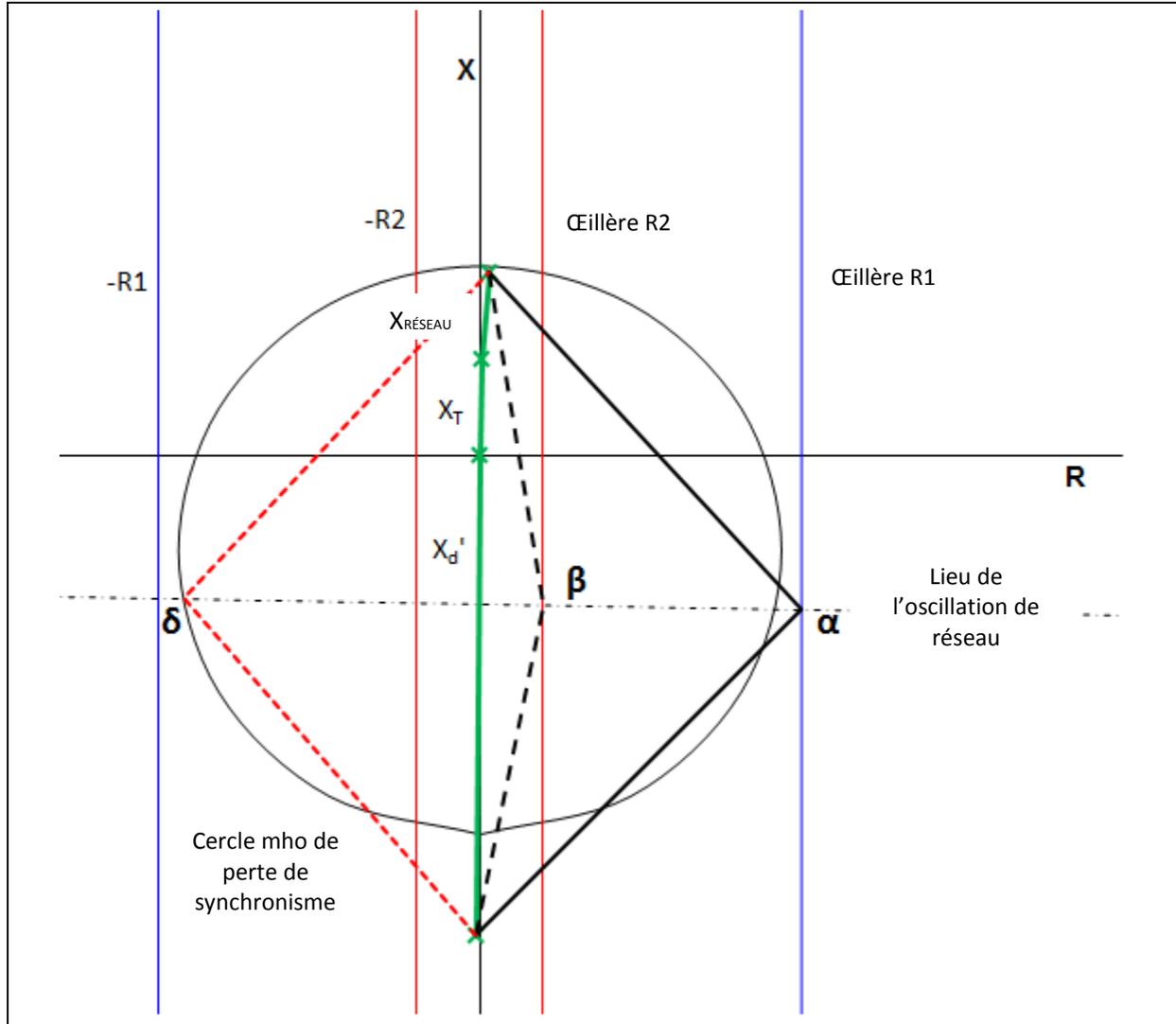


Figure 21 : Caractéristiques génériques d'un système à œillères doubles de protection contre la perte de synchronisme.

La figure 22 représente un système à œillères doubles pour le groupe de production de 940 MVA déjà présenté en exemple. La seule exigence de réglage pour ce système est l'œillère intérieure droite, qui doit être réglée au-delà de l'angle de séparation de 120 degrés (ou à un angle moindre si une étude de stabilité en régime transitoire le justifie) afin que la protection contre la perte de synchronisme ne se déclenche pas pendant une oscillation de puissance stable dans des conditions autres que de défaut. Les autres réglages comme la caractéristique mho, les œillères extérieures et les temporisations sont établis d'après des études de stabilité en régime transitoire et ne sont pas visés par la présente norme.

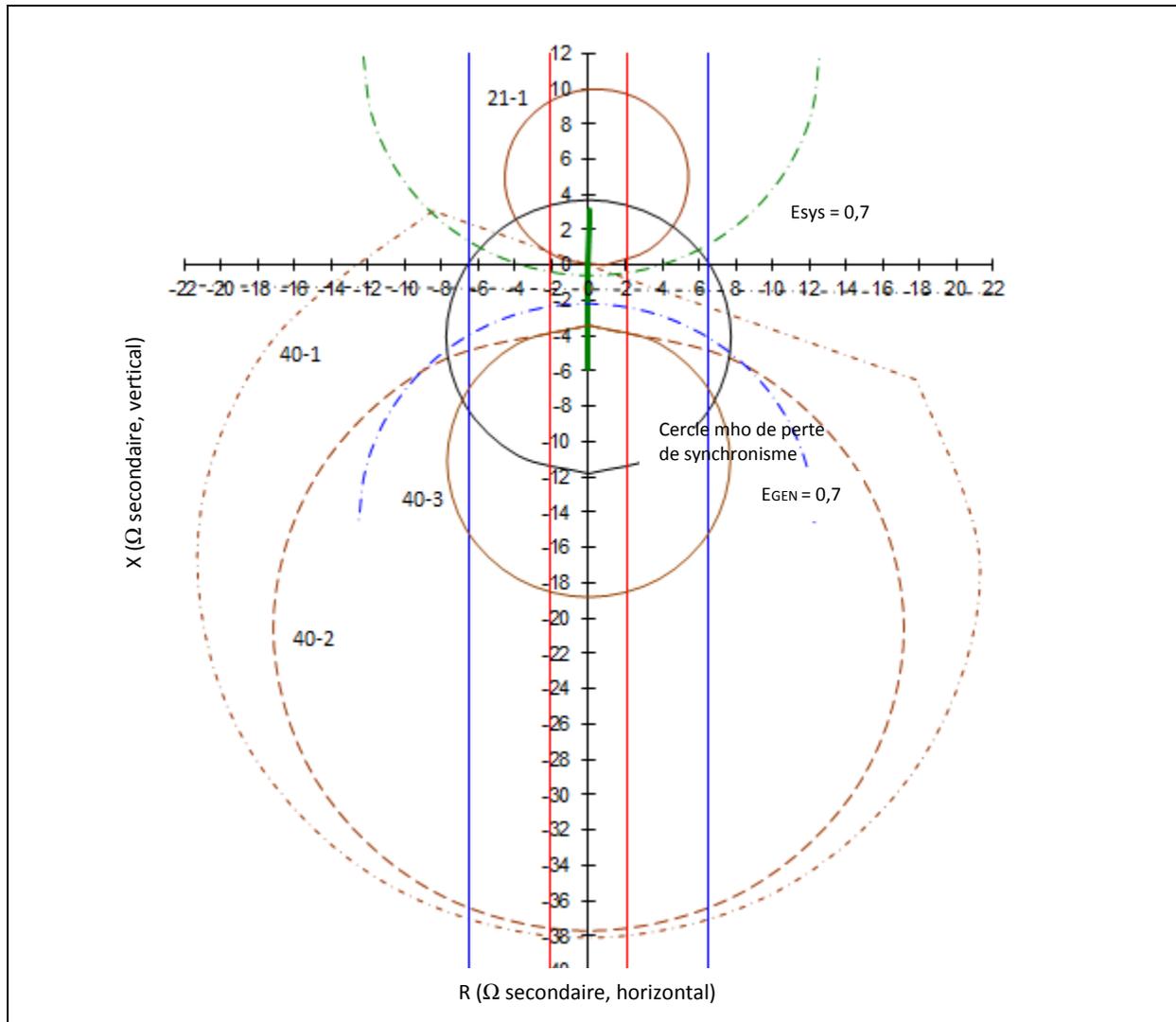


Figure 22 : Système de protection contre la perte de synchronisme à œillères doubles avec données d'impédance du groupe et caractéristiques d'impédance des relais de protection sensibles à la charge reprises de l'exemple du groupe de production de 940 MVA, avec mise à l'échelle selon les valeurs en ohms au secondaire appliquées au relais.

Exigence E3

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme (faire en sorte que les relais ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*), cette exigence oblige l'entité visée à élaborer un *plan d'actions correctives* ayant pour but de réduire le risque de déclenchement de relais en réponse à une oscillation de puissance stable pendant des conditions autres que de *défaut* pouvant toucher un *élément* du *BES* visé par la présente norme.

Exigence E4

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme (faire en sorte que les relais ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres

que de *défaut*), l'entité visée est tenue de mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré conformément à l'exigence E3 de telle sorte que le *système de protection* réponde aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1 ou qu'il puisse être exclu selon les critères de l'annexe A de la norme PRC-026-1 (par exemple en modifiant le *système de protection* de sorte que les fonctions du relais soient supervisées par blocage sur oscillation de puissance ou en utilisant un système de relais insensible aux oscillations de puissance), tout en maintenant la sûreté de la détection des défauts et du déclenchement sur perte de synchronisme (si une protection contre la perte de synchronisme est appliquée aux bornes de l'*élément* du *BES*). Les propriétaires de *système de protection* sont tenus, dans la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, de mettre à jour celui-ci en cas de changement dans les actions ou le calendrier, jusqu'à ce que toutes les actions aient été exécutées. L'atteinte de cet objectif réduira le risque de déclenchement du *système de protection* pendant une oscillation de puissance stable, ce qui se traduira par une fiabilité accrue et une réduction des risques pour le *BES*.

On trouvera ci-après des exemples de mise en œuvre de *plans d'actions correctives* pour un relais non conforme à l'annexe B de la norme PRC-026-1 et susceptible de se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable dans des conditions autres que de *défaut*. Un changement au *système de protection* a été jugé acceptable (sans diminuer la capacité d'intervention du relais en cas de défaut dans sa zone de protection).

Exemple E4a – Actions correctives : de nouveaux réglages ont été établis le 2 juin 2015, consistant à réduire de 30 ohms à 25 ohms la portée de zone 2 du relais d'impédance du système de déblocage par comparaison directionnelle (DCUB), afin que la caractéristique du relais soit entièrement circonscrite par la caractéristique lenticulaire définie par le critère. Ces réglages ont été appliqués au relais le 25 juin 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 juin 2015.

Exemple E4b – Actions correctives : de nouveaux réglages ont été établis le 2 juin 2015, consistant à ajouter un blocage sur perte de synchronisme au relais à microprocesseur existant afin d'empêcher son déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. Ces réglages ont été appliqués au relais le 25 juin 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 juin 2015.

L'exemple suivant illustre la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* pour un relais trop sensible aux oscillations de puissance stables, prévoyant l'ajout d'un relais électromécanique de blocage sur oscillation de puissance.

Exemple E4c – Actions correctives : un projet consistant à ajouter un relais électromécanique de blocage sur oscillation de puissance afin de superviser le relais d'impédance de zone 2 a été entrepris le 5 juin 2015 afin de prévenir son déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. L'installation du relais a été terminée le 25 septembre 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 septembre 2015.

L'exemple suivant illustre la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* prévoyant le remplacement de relais, et dont le calendrier a nécessité une mise à jour.

Exemple E4d – Actions correctives : un projet consistant à remplacer les relais d'impédance aux deux extrémités de la ligne X par des relais différentiels de courant de ligne a été entrepris le 5 juin 2015 afin de prévenir le déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. L'achèvement du projet a été reporté du 15 novembre 2015 au 15 mars 2016 en raison d'un réordonnement des retraits de ligne. Par suite du changement de calendrier, le remplacement des relais d'impédance a été effectué le 18 mars 2016. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 18 mars 2016.

Le *plan d'actions correctives* est achevé lorsque toutes les actions documentées en vue de régler le problème (par exemple le déclenchement intempestif pendant une oscillation de puissance stable) ont été effectuées.

Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences

Les *systèmes de protection* visés par la présente norme et qui doivent avoir un fonctionnement sécuritaire pendant les oscillations de puissance stables (selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1) sont désignés d'après les *éléments* vulnérables aux oscillations stables ainsi qu'aux oscillations instables. Cette section présente un exemple afin d'expliquer pourquoi les *éléments* susceptibles d'être mis hors circuit en réponse à des oscillations de puissance instables (en plus des oscillations stables) doivent être désignés, et pourquoi leurs relais de protection sensibles à la charge doivent être évalués selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1.

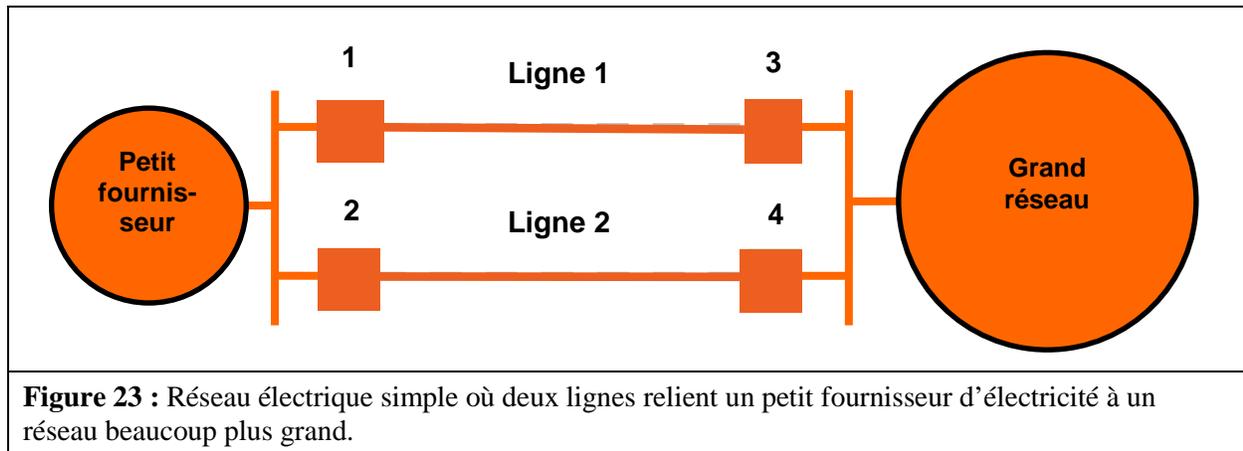
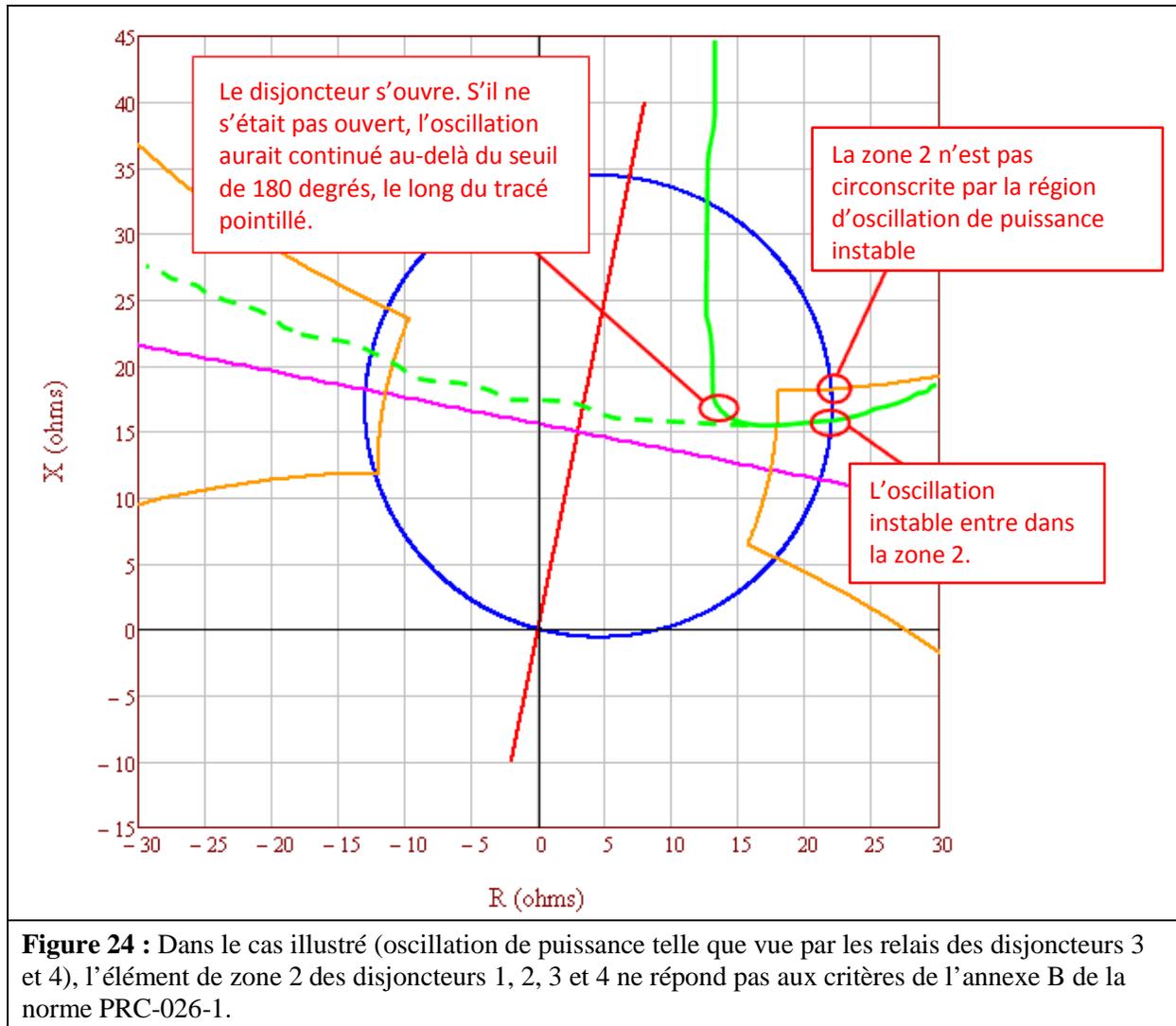


Figure 23 : Réseau électrique simple où deux lignes relient un petit fournisseur d'électricité à un réseau beaucoup plus grand.

À la figure 23, les relais qui commandent les disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 sont équipés d'un système pilote type de zone 2 à portée étendue, avec blocage par comparaison directionnelle (DCB). Les défauts internes (ou les oscillations de puissance) entraînent le déclenchement instantané des relais de zone 2 si l'impédance mesurée du défaut ou de l'oscillation de puissance tombe à l'intérieur de la caractéristique de déclenchement de zone 2. Ces lignes seront ouvertes par la protection pilote de zone 2 en cas de perte de synchronisme si la caractéristique d'impédance de l'oscillation de puissance entre dans la zone 2. Tous les disjoncteurs sont à déclenchement sur perte de synchronisme.



À la figure 24, une perturbation importante se produit dans le réseau du petit producteur, qui se désynchronise par rapport au grand réseau. Le petit fournisseur importe de la puissance au moment de la perturbation. L'oscillation de puissance (ligne verte continue) entre dans la caractéristique des relais de zone 2 aux extrémités des lignes 1, 2, 3 et 4, ce qui entraîne l'ouverture des deux lignes (voir la figure 25).

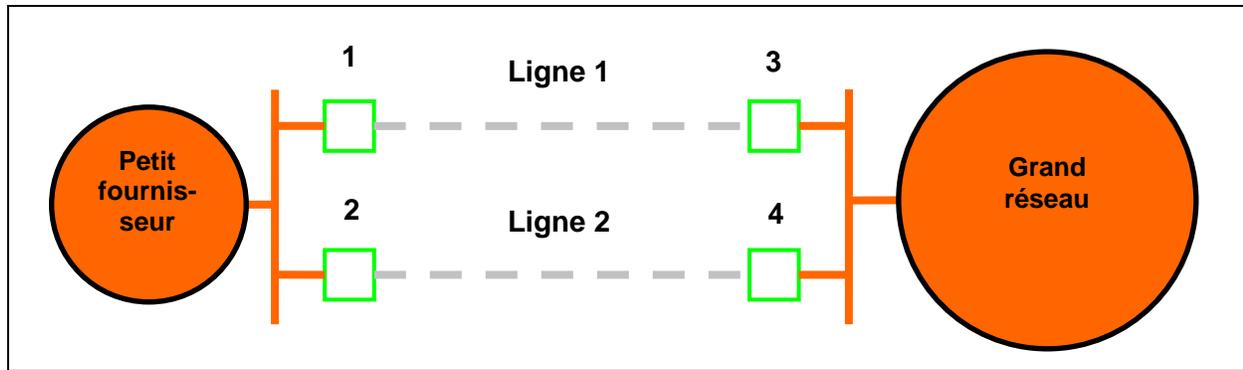


Figure 25 : Îlotage du réseau du petit fournisseur d'électricité à cause de l'ouverture des lignes 1 et 2 en réponse à une oscillation de puissance instable.

À la figure 25, les relais des disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 se sont déclenchés correctement en réponse à l'oscillation de puissance instable (ligne verte discontinuée à la figure 24), ouvrant les lignes 1 et 2 et créant un îlotage entre le réseau du petit fournisseur et le grand réseau. Le petit fournisseur a dû se délester d'une charge de 500 MW en raison de la sous-fréquence, préservant ainsi l'équilibre entre la charge et la production.

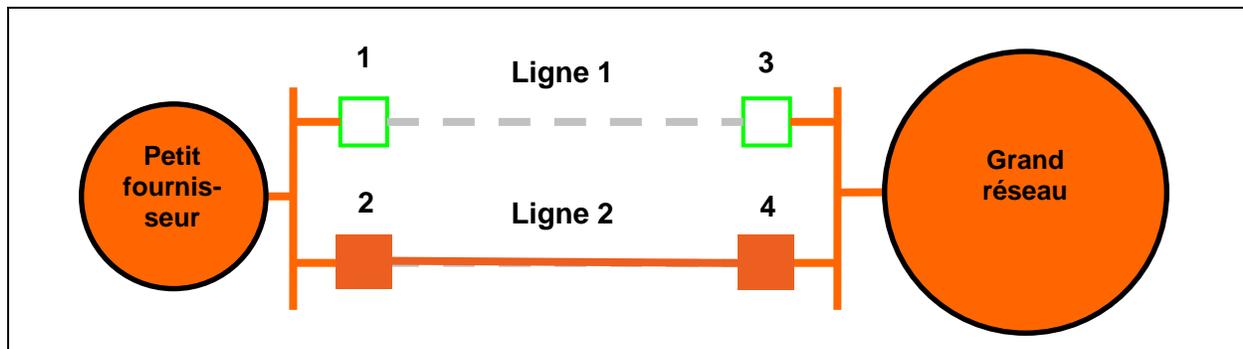
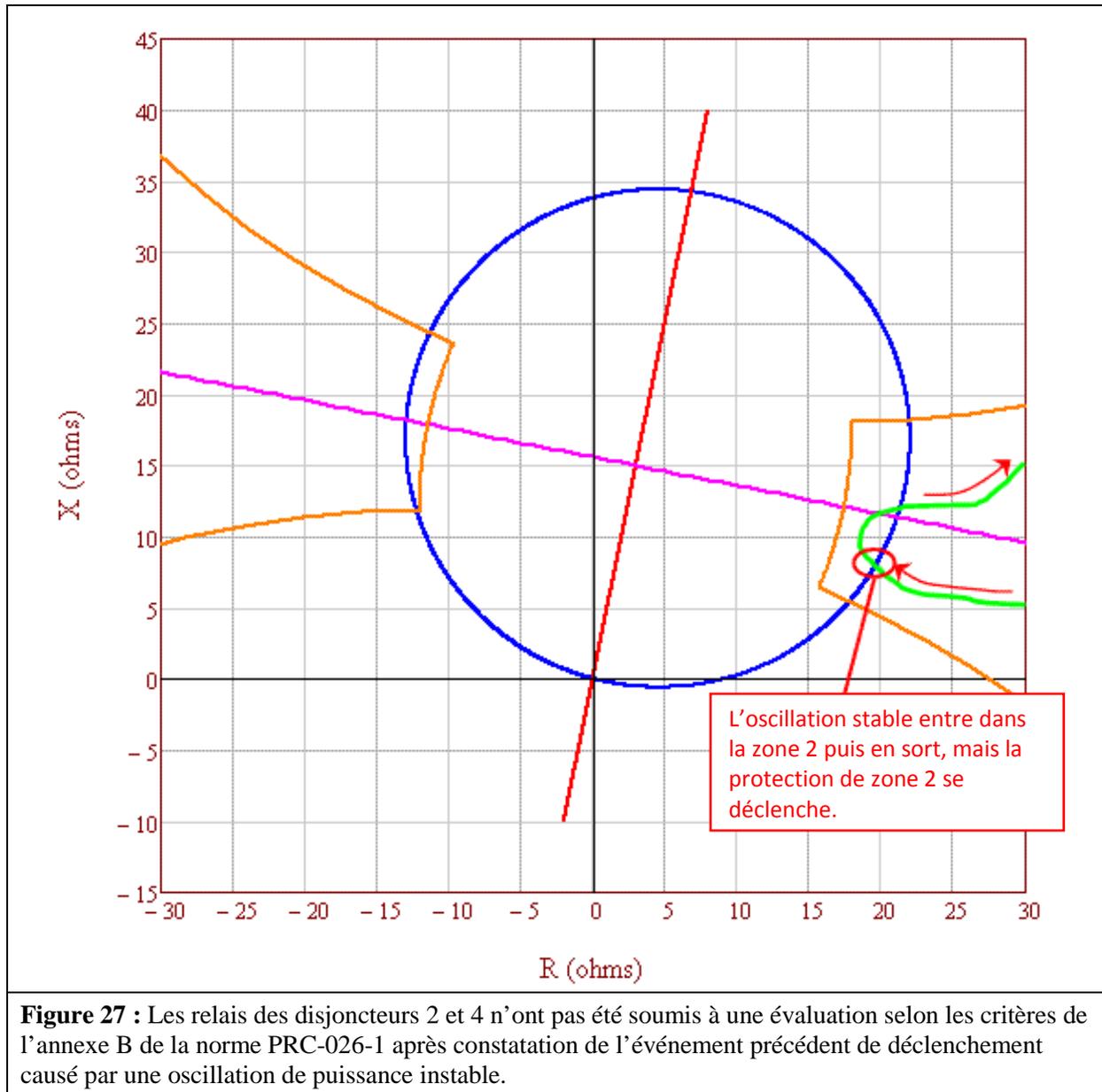


Figure 26 : La ligne 1 est hors service pour entretien ; la ligne 2 est sollicitée au-delà de ses caractéristiques assignées en situation normale (mais en deçà de ses caractéristiques assignées en situation d'urgence).

Un certain temps après l'ouverture correcte des lignes 1 et 2 en réponse à une oscillation de puissance instable (voir la figure 25), une autre perturbation survient pendant que le réseau fonctionne avec la ligne 1 hors service pour entretien. La perturbation entraîne une oscillation de puissance stable sur la ligne 2, susceptible de déclencher les relais des disjoncteurs 2 et 4 (voir la figure 27).



Si les relais des disjoncteurs 2 et 4 n'ont pas été soumis à une évaluation après constatation du déclenchement précédent pendant une oscillation de puissance instable, ces relais se déclencheront en réponse à l'oscillation de puissance stable, ce qui entraînera une séparation intempestive des réseaux, des délestages de charge, voire des déclenchements en cascade ou une panne générale.

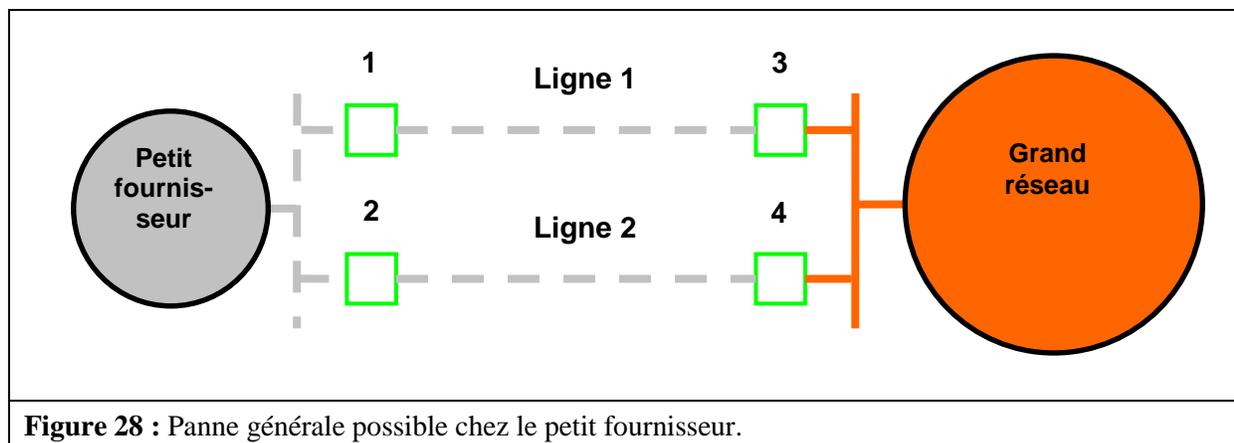


Figure 28 : Panne générale possible chez le petit fournisseur.

Si les relais qui s'étaient déclenchés précédemment en réponse à l'oscillation de puissance instable de la figure 24 avaient par la suite été corrigés selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1, le déclenchement intempestif (représenté à la figure 28) de ces relais en réponse à l'oscillation de puissance stable aurait été évité, et la panne générale éventuelle touchant le petit réseau aurait été évitée.

Justification des exigences

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

Justification de l'exigence E1

Le *coordonnateur de la planification* a une bonne vue d'ensemble sur le réseau et est bien placé pour déterminer quels *éléments* du *BES* (groupes de production, transformateurs et lignes de transport), le cas échéant, répondent aux critères. La méthode axée sur les critères concorde avec le document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, publié en août 2013 (le « Rapport PSRPS »)³¹, qui recommande une démarche sélective pour déterminer les *éléments* du *BES* à risque. Des explications détaillées sur les critères sont données à la section Éclaircissements et commentaires techniques.

Justification de l'exigence E2

Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* sont en mesure de déterminer si leurs relais de protection sensibles à la charge répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-1. Les groupes de production, les transformateurs et les lignes de transport sont désignés comme *éléments* du *BES* par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, et aussi par le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* par suite d'un événement réel qui amène le propriétaire à constater (par une analyse d'événement ou un examen des systèmes de protection) qu'un déclenchement a eu pour cause une oscillation de puissance stable ou instable. Une période de 12 mois civils offre un délai suffisant pour que l'entité procède à l'évaluation.

31. Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 :
http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

Justification de l'exigence E3

Afin de réaliser l'objectif de fiabilité de la présente norme, un *plan d'actions correctives* est nécessaire pour amener le *système de protection* de l'entité à respecter le premier des critères de l'annexe B de la norme PRC-026 (première puce de l'exigence E3), à savoir que les relais de protection sont censés ne pas se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables. Un *plan d'actions correctives* peut aussi être élaboré afin de modifier le *système de protection* pour qu'il réponde au deuxième des critères d'exclusion de l'annexe A de la norme PRC-026-1 (deuxième puce de l'exigence E3) ; cette exclusion exemptera désormais le *système de protection* de la présente norme au regard d'événements futurs. Le passage « tout en assurant une détection sûre des défauts et un déclenchement sûr en cas de perte de synchronisme » de l'exigence E3 indique que l'entité doit satisfaire à la présente norme tout en atteignant ses propres objectifs de protection. Pour de plus amples détails, consulter l'introduction de la section Éclaircissements et commentaires techniques.

Justification de l'exigence E4

La mise en œuvre du *plan d'actions correctives* doit assurer l'exécution de toutes les activités prévues afin de réaliser l'objectif de fiabilité. Pendant la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, des mises à jour peuvent être nécessaires pour diverses raisons, par exemple une information nouvelle, des conflits de calendrier ou des problèmes de ressources. Le fait de documenter les changements apportés au *plan d'actions correctives* ainsi que la bonne exécution des activités permet de constater de façon mesurable l'avancement des travaux et de confirmer leur bonne fin.

Justification de l'annexe B (critère A)

Le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-1 constitue un point de départ pour déterminer si les relais sont censés ne pas se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable ayant un angle de séparation du réseau allant jusqu'à 120 degrés, avec des tensions côté générateur et côté récepteur variant entre 0,7 et 1,0 par unité (voir la section Éclaircissements et commentaires techniques).

Norme PRC-026-1— Fonctionnement des relais pendant des oscillations de puissance stables

Annexe QC-PRC-026-1 Dispositions particulières de la norme PRC-026-1 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 :** Fonctionnement des relais pendant les oscillations de puissance stables
2. **Numéro :** PRC-026-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) raccordées au réseau RTP.
 - 4.2.1 Aucune disposition particulière
 - 4.2.2 Aucune disposition particulière
 - 4.2.3 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 :
 - Exigence E1 : 1^{er} janvier 2018;
 - Exigences E2, E3, E4 : 1^{er} janvier 2020.
6. **Contexte :** Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

Annexe QC-PRC-026-1
Dispositions particulières de la norme PRC-026-1 applicables au Québec

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~R~~Responsable des mesures pour assurer la conformité
~~responsabilité 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 d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

PRC-026-1 – Annexe A

Aucune disposition particulière

PRC-026-1 – Annexe B

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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