

**« *Technical Rationale for Reliability Standard* »
(Justification technique) (FAC-011-4, FAC-014-3,
IRO-008-3, PRC-002-4 et TOP-001-6)
(version française)**



Coordonnateur de la fiabilité

Demande R-4229-2023

Original : 2023-04-21
Révisé : 2023-08-31

HQCF-2, Document 4
(En liasse)

Justification technique de la norme de fiabilité FAC-011-4

Avril 2021

FAC-011-4 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Exigence E1

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une méthode documentée d'établissement des limites *SOL* dans sa *zone de fiabilité*.

Justification de l'exigence E1

Les trois alinéas de l'exigence E1 de la *norme de fiabilité* FAC-011-3 actuellement en vigueur ne sont pas nécessaires à la fiabilité, ou encore sont couverts par d'autres mécanismes de la norme FAC-011-4 ; ils ne sont donc pas inclus dans le texte de l'exigence E1.

L'alinéa 1.1 de l'exigence E1 de la norme FAC-011-3 actuellement en vigueur stipule que la méthode d'établissement des limites *SOL* doit « s'appliquer aux *SOL* à définir pour l'horizon d'exploitation ». L'exigence E1 révisée s'applique à l'horizon de la planification de l'exploitation. De fait, aucun besoin en matière de fiabilité ne justifie de spécifier que la méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité (RC)* s'applique à l'établissement des limites *SOL* utilisées dans l'horizon d'exploitation. En outre, la rubrique *Objet* de la norme précise que les limites *SOL* sont utilisées pour l'exploitation fiable du *BES*.

L'alinéa 1.2 de l'exigence E1 de la norme FAC-011-3 actuellement en vigueur indique que la méthode d'établissement des limites *SOL* doit « stipuler que les *SOL* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées d'installation* concernées ». Les *caractéristiques assignées d'installation* à utiliser dans l'exploitation comme limites *SOL* sont spécifiées dans l'exigence E2 de la norme FAC-011-4 ; leur mention dans un alinéa de l'exigence E1 est donc inutile.

L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de la norme FAC-011-3 actuellement en vigueur stipule que la méthode d'établissement des limites *SOL* doit « expliquer comment déterminer le sous-ensemble des *SOL* qui constitue les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ». Cette disposition est reportée dans l'exigence E7.

Exigence E2

E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre par les *exploitants de réseau de transport* pour déterminer quelles *caractéristiques assignées d'installation* fournies par le propriétaire seront utilisées dans l'exploitation, de manière que les *exploitants de réseau de transport* et leur *coordonnateur de la fiabilité* utilisent les mêmes *caractéristiques assignées d'installation*.

Justification de l'exigence E2

Les objectifs de fiabilité de l'exigence E2 sont les suivants : 1) que les *caractéristiques assignées d'installation* fournies par le propriétaire et qui sont choisies pour être utilisées dans l'exploitation soient déterminées selon la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*, et 2) que les *caractéristiques assignées d'installation* applicables soient utilisées de façon uniforme par les *RC* et leurs *exploitants de réseau de transport (TOP)*. Par exemple, si un *propriétaire d'installation de transport (TO)* fournit trois niveaux de *caractéristiques assignées d'installation* en vertu de la *norme de fiabilité FAC-008-3*, et qu'un autre *TO* en fournit cinq, le *RC* établira la marche à suivre par les *TOP* pour déterminer lesquelles de ces *caractéristiques assignées d'installation* seront utilisées de façon commune par le *TOP* et le *RC* pour la surveillance et les évaluations.

L'exigence E2 ne vise pas à changer, à limiter ou à modifier les *caractéristiques assignées d'installation* déterminées par le propriétaire de l'équipement. Celui-ci demeure l'entité fonctionnelle chargée de déterminer les *caractéristiques assignées d'installation* selon la norme FAC-008. Le but recherché est que les *caractéristiques assignées d'installation* fournies par le propriétaire soient utilisées d'une manière uniforme par les *RC* et leurs *TOP* pendant l'exploitation.

Exigence E3

E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre par les *exploitants de réseau de transport* pour établir les *limites de tension du réseau* à utiliser dans l'exploitation. Cette marche à suivre doit :

- 3.1.** exiger qu'à chaque jeu de barres ou poste du *BES* soit associée une *limite de tension du réseau*, à moins que la méthode d'établissement des limites *SOL* permette expressément de soustraire des jeux de barres ou des postes du *BES* à cette exigence ;
- 3.2.** spécifier que les *limites de tension du réseau* doivent respecter les *caractéristiques assignées d'installation* liées à la tension ;
- 3.3.** spécifier que les *limites de tension du réseau* doivent être égales ou supérieures aux réglages des relais du *BES* en service pour les systèmes de délestage en sous-tension et les *programmes de DST* (délestage en sous-tension) ;
- 3.4.** indiquer la *limite de tension du réseau* minimale admissible ;
- 3.5.** définir la marche à suivre pour établir des *limites de tension du réseau* communes partagées par le *coordonnateur de la fiabilité* et ses *exploitants de réseau de transport*, par des

exploitants de réseau de transport adjacents et par des coordonnateurs de la fiabilité adjacents à l'intérieur d'une Interconnexion.

Justification de l'exigence E3

Les *limites de tension du réseau* servent à assurer un comportement fiable du *réseau* avant et après une contingence à l'intérieur de chaque *zone de fiabilité*. La définition proposée du terme « *limites de tension du réseau* » inclut des limites de tension en situations normale et d'urgence, et peut aussi inclure des limites de tension associées à des valeurs temporelles, selon ce que demande le *RC*. On s'attend à ce que le *RC* demande un ensemble de *limites de tension du réseau* pour couvrir la totalité du *BES* dans sa *zone de fiabilité* en rapport avec les *caractéristiques assignées d'installation* liées à la tension, l'instabilité de la tension, l'effondrement de la tension et le fonctionnement intempestif d'éléments de relais.

Des limites maximales et minimales sont requises. Les limites maximales sont plutôt associées aux limitations des équipements ou des installations. Quant aux limites minimales, elles ont souvent pour but de prévenir des phénomènes associés à des tensions trop basses, notamment l'instabilité du réseau, l'effondrement de la tension et le fonctionnement intempestif d'éléments de relais. Le fait d'établir un ensemble de « *limites de tension du réseau* », maximales et minimales, assure que toutes les limites de tension associées à un jeu de barres ou à un poste particulier, ou aux équipements qui y sont raccordés, ont été prises en compte et que les valeurs les plus limitatives sont utilisées. Les mots « maximal » et « minimal » sont utilisés dans toute la norme, dans le texte des justifications et dans les définitions relativement aux limites de tension ; cependant, il est courant dans l'industrie d'utiliser les mots « haut », « bas », « plafond » et « plancher » comme synonymes des mots « maximal » et « minimal », et un tel usage est acceptable.

Normalement, tous les jeux de barres ou postes du *BES* ont des tensions nominales liées aux équipements, mais il peut se justifier que certains jeux de barres ou postes ne nécessitent pas de *limites de tension du réseau*. L'alinéa 3.1 permet aux *RC* de désigner certains jeux de barres ou postes pour les exempter de l'obligation d'avoir des *limites de tension du réseau*. Il est possible de documenter la désignation de ces jeux de barres ou postes en indiquant le type de jeu de barres ou de poste (d'après le niveau de tension ou la portion du *réseau*) plutôt que par une liste détaillée des jeux de barres ou des postes exemptés.

Les jeux de barres ou les postes peuvent ne pas nécessiter de *limites de tension du réseau* si la tension au poste n'a pas d'effet important sur le comportement du *réseau* et sur les limites *SOL* associées. Par exemple, les *limites de tension du réseau* à des postes voisins peuvent être suffisantes pour protéger les installations contre la tension maximale, et le *réseau* contre l'instabilité, l'effondrement de la tension et le fonctionnement intempestif d'éléments de relais.

L'alinéa 3.5 stipule que la méthode d'établissement des limites *SOL* doit définir une marche à suivre pour établir les *limites de tension du réseau* communes pour les *RC* et les *TOP*. Il peut arriver que les *RC* et les *TOP* établissent chacun de son côté des *limites de tension du réseau* qui, faute d'être

coordonnées, pourraient entraîner des problèmes de fiabilité. Exemple : le *TOP A* choisit des *limites de tension du réseau* très permissives pour ses équipements, alors que le *TOP B* établit des *limites de tension du réseau* beaucoup plus restrictives, même à l'intérieur d'un même poste. Le *TOP A* peut exploiter ses équipements en respectant ses *limites de tension du réseau*, tout en provoquant un dépassement dans les équipements du *TOP B*. En coordonnant les *limites de tension du réseau* dans ces circonstances, on peut prévenir des dépassements inutiles de *limites de tension du réseau*.

L'alinéa 3.2 stipule qu'en établissant les *limites de tension du réseau*, la méthode d'établissement des limites *SOL* doit respecter les *caractéristiques assignées d'installation* liées à la tension définies par le *propriétaire d'installation de production* ou par le *TO* selon la norme FAC-008. Il faut reconnaître que les limites de tension sont difficiles à établir par installation ; ainsi, les *limites de tension du réseau* fournies pour des jeux de barres ou des postes devraient refléter les *caractéristiques assignées d'installation* liées à la tension des installations qui sont raccordées ou adjacentes à ces jeux de barres ou ces postes.

L'Ordonnance 818 de la FERC du 19 novembre 2015 stipule que les *programmes de DST* (délestage en sous-tension) ne devraient pas être déclenchés par une *contingence* simple. C'est pourquoi l'alinéa 3.3 stipule que la méthode d'établissement des limites *SOL* doit faire en sorte que les *limites de tension du réseau* ne soient pas réglées à des valeurs inférieures aux réglages de délestage en sous-tension afin d'éviter de tels délestages en cas de *contingence* simple.

Exigence E4

- E4.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre pour établir les limites de stabilité à utiliser dans l'exploitation. Cette marche à suivre doit :
- 4.1.** spécifier les critères de stabilité, y compris leurs marges s'il y a lieu. Ces critères doivent, au minimum, comprendre les suivants :
 - 4.1.1.** stabilité en tension en régime permanent ;
 - 4.1.2.** réponse aux tensions transitoires ;
 - 4.1.3.** stabilité angulaire ; et
 - 4.1.4.** amortissement du *réseau* ;
 - 4.2.** spécifier que les limites de stabilité doivent être établies en fonction des critères de l'alinéa 4.1 pour les *contingences* à prendre en compte selon l'exigence E5 dans l'établissement des limites de stabilité et qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du *BES* ;
 - 4.3.** décrire comment le *coordonnateur de la fiabilité* doit établir les limites de stabilité pour l'éventualité d'un impact sur plusieurs *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité* ou d'autres *zones de fiabilité* ;

- 4.4. décrire comment les limites de stabilité sont établies, en considérant les niveaux de transit, la répartition de la *charge* et de la production et les conditions du *réseau*, y compris tous changements dans la topologie du *réseau* comme des retraits d'*installations* ;
- 4.5. décrire le niveau de détails requis pour les modèles d'étude – y compris la partie modélisée de la *zone de fiabilité* et les détails de modélisation critiques concernant d'autres *zones de fiabilité* – nécessaire pour établir différents types de limites de stabilité ;
- 4.6. décrire les utilisations permises des *automatismes de réseau* et d'autres mesures d'atténuation automatiques *postcontingence* dans l'établissement des limites de stabilité utilisées dans l'exploitation ;
- 4.7. stipuler que l'utilisation de programmes de délestage en sous-fréquence (DSF) et de *programmes de DST* (délestage en sous-tension) n'est pas autorisée dans l'établissement des limites de stabilité.

Justification de l'exigence E4

La *norme de fiabilité* FAC-011-3 actuellement en vigueur exige que le *réseau* présente une stabilité adéquate en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension pour les états de précontingence et de postcontingence, mais sans donner plus de détails. Le fait de préciser dans la norme proposée les critères de stabilité à inclure dans la méthode d'établissement des limites *SOL* assure une clarté et une uniformité supérieures dans les pratiques pour toute l'industrie. L'ensemble de critères de stabilité utilisés communément, prescrit à l'alinéa 4.1 de l'exigence E4, est basé sur une information fournie par les membres de la SDT et par des observateurs, dont un grand nombre de *RC* et de *TOP*. Les commentaires de l'industrie provenant de régions ayant une grande expérience dans la gestion des problèmes de stabilité ont amené à inclure la notion d'amortissement du *réseau*.

L'alinéa 4.1 stipule aussi que la méthode d'établissement des limites *SOL* doit préciser la manière d'appliquer les marges. Cet ajout vise explicitement les pratiques en usage chez les *RC* relativement aux limites de stabilité calculées en réseau ou hors réseau, y compris toute marge utilisée dans l'application des limites de stabilité. Le choix du type de marge (pourcentage de la limite ou valeur en mégawatts fixe, par exemple) est laissé à la discrétion du *RC*, s'il utilise une telle marge.

L'alinéa 4.2 de l'exigence E4 fait le lien avec les *contingences* à prendre en compte dans l'exploitation. De nombreux outils d'analyse de stabilité utilisent un sous-ensemble de contingences applicables à la zone à l'étude et censées produire sur le *réseau* des impacts plus sévères que chaque *contingence* potentielle prise individuellement, afin d'établir des limites prudentes tout en limitant au minimum le temps nécessaire pour déployer la solution ; c'est ce qu'exprime le passage « liées à l'établissement des limites de stabilité censées produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans la portion du *BES* gérée par le *RC* ». En réponse aux commentaires de l'industrie, les spécifications des *contingences* ont été transférées dans une autre des exigences.

L'alinéa 4.3 de l'exigence E4 vise à dissiper toute ambiguïté dans la résolution des limites de stabilité lorsque plusieurs *TOP* dans la zone d'un *RC* sont touchés. Par exemple, la méthode d'établissement des limites *SOL* pourrait spécifier quel *TOP* ou *RC* est chargé d'établir les limites *SOL* de stabilité touchant plusieurs *TOP*, et pourrait aussi indiquer comment choisir entre les limites de stabilité établies par différents *TOP* pour un même dépassement de limite de stabilité. En outre, l'alinéa 4.3 de l'exigence E4 couvre l'éventualité d'un impact sur d'autres *zones de fiabilité*.

Les alinéas 4.4, 4.5 et 4.6 de l'exigence E4 stipulent que la méthode d'établissement des limites *SOL* doit comporter une description des paramètres clés à prendre en compte et à surveiller dans les analyses visant à établir les limites de stabilité. Ces alinéas aident à faire en sorte que la méthode d'établissement des limites *SOL* donne des indications permettant à quiconque en prend connaissance de reproduire adéquatement le processus utilisé par le *RC* pour établir les limites de stabilité. Par exemple, la méthode d'établissement des limites *SOL* pourrait indiquer que les limites de stabilité seront déterminées pour toute combinaison comportant toutes les installations en réseau sauf une, dans toutes les conditions de transit valides avec la contrainte thermique admissible la plus élevée (valeurs d'hiver), plus une marge de transit de 10 %, afin de tenir compte des conditions de transit d'urgence potentielles. Ce niveau de détail permettrait aux *TOP* et à d'autres entités de reproduire avec régularité les résultats d'une étude à l'autre. L'alinéa 4.5 combine les alinéas 3.1 et 3.4 de l'exigence E3 de la norme FAC-011-3 en un seul alinéa tout en offrant la flexibilité quant à l'étendue de la *zone de fiabilité* (y compris l'inclusion d'autres *zones de fiabilité*) à modéliser en fonction des besoins variables liés à différents types de limites de stabilité (allant, par exemple, de la stabilité locale d'un seul groupe jusqu'à l'instabilité dans une zone étendue ou entre plusieurs zones). Considérant que certains types de problèmes de stabilité localisés ne nécessitent pas une modélisation de toute la *zone de fiabilité* pour l'établissement d'une limite de stabilité, cette révision reconnaît et favorise la capacité de surveiller ces zones localisées avec des outils d'analyse de stabilité en temps réel.

L'alinéa 4.4 de l'exigence E4 vise spécifiquement à faire en sorte que la méthode d'établissement des limites *SOL* décrive la marche à suivre pour que les limites de stabilité soient « valides » (qu'elles assurent un fonctionnement stable avant et après *contingence*) pour l'*analyse de planification opérationnelle (OPA)* et l'*évaluation en temps réel (RTA)* dans lesquelles elles seront utilisées. Comme les limites de stabilité peuvent varier en fonction de la topologie de réseau, de la charge, de la répartition de la production, etc., et que les définitions actuelles des termes *OPA* et *RTA* comprennent les mentions « étude des conditions... du réseau visant à évaluer les conditions d'exploitation anticipées (*précontingence*) et potentielles (*postcontingence*) », les limites de stabilité utilisées dans l'*OPA* et la *RTA* devraient être « valides » pour ces conditions du réseau.

Comme l'indique la norme PRC-006-2 en réponse à l'Ordonnance 763 de la FERC, les programmes de délestage en sous-fréquence (DSF) visent « à interrompre la baisse de fréquence, à favoriser le rétablissement de la fréquence à la suite d'un incident de sous-fréquence et à offrir des mesures de dernier recours pour le maintien du réseau ». Dans l'établissement des limites de stabilité, l'alinéa 4.7 de l'exigence E4 interdit expressément de considérer les programmes de DSF ou les *programmes de*

DST comme des mesures d'atténuation *postcontingence* acceptables, le but étant de préserver la disponibilité des programmes de DSF et des *programmes de DST* comme « mesures de dernier recours pour le maintien du réseau ».

Exigence E5

E5. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit indiquer dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* l'ensemble de *contingences* à prendre en compte pour établir les limites de stabilité ainsi que l'ensemble de contingences à prendre en compte dans les *analyses de planification opérationnelle (OPA)* et les *évaluations en temps réel (RTA)*. La méthode d'établissement des limites *SOL* pour chaque ensemble doit :

5.1. spécifier les *contingences* simples suivantes :

5.1.1. perte de n'importe quel des éléments suivants, soit par défaut monophasé à la terre, soit par défaut triphasé (selon la condition la plus défavorable) avec *élimination normale du défaut*, ou sans *défaut* :

- groupe de production ;
- circuit de transport ;
- transformateur ;
- élément shunt ; ou
- blocage d'un pôle d'un réseau à courant continu haute tension monopolaire ou bipolaire ;

5.2. spécifier les *contingences* ou types de *contingences* simples ou multiples supplémentaires, s'il y a lieu ;

5.3. décrire la ou les marches à suivre pour déterminer, parmi les *contingences* communiquées par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* selon l'exigence E7 de la norme FAC-014-3, lesquelles, s'il y a lieu, doivent être utilisées pour établir les limites de stabilité.

Justification de l'exigence E5

L'exigence E5 combine les exigences antérieures concernant les *contingences* simples (alinéa 2.2 de l'exigence E2 de la norme FAC-011-3) et les *contingences* multiples (alinéa 3.3 de l'exigence E3 de la norme FAC-011-3) afin de faciliter l'interprétation.

En outre, l'exigence E5 continue de maintenir la flexibilité offerte par l'alinéa 2.2 de l'exigence E2 et l'alinéa 3.3 de l'exigence E3 de la norme FAC-011-3 afin de permettre à chaque *RC* de déterminer quelles *contingences* simples et multiples supplémentaires doivent être respectées compte tenu des particularités de leur réseau. Les commentaires reçus par suite de l'affichage informel de juillet 2016 et de la conférence technique de mai 2016 indiquent clairement que l'équipe de rédaction et l'industrie s'entendent sur le besoin d'une flexibilité suffisante pour laisser chaque *RC* déterminer sa propre méthode pour faire face aux *contingences* autres que les *contingences* simples.

L'exigence E5 stipule que le RC doit spécifier quels types de *contingences* (simples et multiples) sont à prendre en compte pour établir les limites de stabilité ainsi que pour évaluer l'état de *postcontingence* dans les OPA et les RTA (valeurs thermiques et de tension). La méthode d'établissement des limites SOL est le cadre le plus approprié pour communiquer quelles *contingences* le RC respecte dans sa zone, de telle sorte que tous ses TOP et tout RC voisin comprennent les objectifs de fiabilité des uns et des autres, qu'ils soient internes ou relatifs à l'interconnexion.

L'alinéa 5.1.1 de l'exigence E5 indique les types de *contingences* simples qui, au minimum, sont à utiliser dans l'analyse des limites de stabilité et dans les OPA et les RTA. Cependant, d'autres types de *contingences* simples, comme le déclenchement accidentel d'un disjoncteur ou un défaut à un jeu de barres, peuvent être pris en compte si la probabilité d'un tel événement est jugée pertinente ; ces *contingences*, s'il y a lieu, doivent être spécifiées dans la méthode du RC conformément à l'alinéa 5.2 de l'exigence E5.

L'alinéa 5.3 de l'exigence E5 est complémentaire à l'exigence E8 de la norme FAC-014-3 proposée ; elle spécifie que la méthode du RC doit décrire comment l'information du *coordonnateur de la planification* sur les *contingences* est utilisée pour établir les limites de stabilité à utiliser dans l'exploitation.

L'exigence E5 indique les contingences à utiliser pour l'établissement des limites de stabilité, les *analyses de planification opérationnelle* (OPA) et les *évaluations en temps réel* (RTA). Les TOP de la zone du RC ne sont pas obligés d'utiliser une liste identique qui couvre toute la zone du RC ; en fait, ils peuvent utiliser une liste réduite qui couvre à tout le moins la zone dont ils sont responsables selon les *contingences* les plus limitatives.

Exigence E6

E6. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure le cadre de comportement suivant dans sa méthode d'établissement des limites SOL afin de permettre de déterminer les dépassements de limite SOL pendant la surveillance en *temps réel*, les *évaluations en temps réel* et les *analyses de planification opérationnelle* :

6.1. Le comportement du *réseau* en l'absence de *contingence* doit respecter les conditions suivantes :

6.1.1. Les transits en régime permanent dans les *installations* sont maintenus à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation normale* ; cependant, on peut recourir à des *caractéristiques assignées en situation d'urgence* lorsqu'il est possible d'apporter des réglages au *réseau* afin de ramener les transits à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation normale* dans le délai prescrit pour ces *caractéristiques assignées en situation d'urgence*.

6.1.2. Les tensions en régime permanent sont maintenues à l'intérieur des *limites de tension du réseau* normales ; cependant, on peut recourir à des *limites de tension du réseau* en situation d'urgence lorsqu'il est possible d'apporter des réglages au *réseau* afin de

ramener la tension à l'intérieur des *limites de tension du réseau* normales dans le délai prescrit pour ces *limites de tension du réseau* en situation d'urgence.

- 6.1.3.** Les limites de stabilité préétablies ne sont pas dépassées.
- 6.1.4.** Il ne se produit pas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*¹.
- 6.2.** Le comportement du *réseau* pour les *contingences* simples énumérées à l'alinéa 5.1 doit respecter les conditions suivantes :
 - 6.2.1.** Les transits *postcontingence* en régime permanent dans les *installations* sont maintenus à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation d'urgence* pertinentes. Les transits *postcontingence* en régime permanent dans une *installation* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées en situation d'urgence* les plus élevées de cette *installation*.
 - 6.2.2.** Les tensions *postcontingence* en régime permanent sont maintenues à l'intérieur des *limites de tension du réseau* en situation d'urgence.
 - 6.2.3.** Les critères de stabilité définis dans la méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* sont respectés.
 - 6.2.4.** Il ne se produit pas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*¹.
- 6.3.** Le comportement du *réseau* pour les *contingences* spécifiées à l'alinéa 5.2 montre qu'il ne se produit pas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*.
- 6.4.** Pour déterminer la réponse du *réseau* à toute *contingence* spécifiée à l'exigence E5, le recours à un délestage manuel planifié n'est acceptable qu'après l'application de tous les autres réglages possibles du *réseau*.

Justification de l'exigence E6

L'exigence E6 porte sur les critères de comportement du *BES*, dont traitent les alinéas 2.1 et 2.2 de l'exigence E2 de la norme FAC-011-3 actuellement en vigueur. L'exigence proposée présente certaines différences dans la manière dont les critères de comportement sont spécifiés et dans le niveau de détail formulé en comparaison avec l'exigence existante. Ces différences sont commentées ci-après.

L'exigence E2 de la norme FAC-011-3 actuellement en vigueur stipule que « la méthode du *coordonnateur de la fiabilité* doit spécifier que les limites *SOL* définies doivent permettre au *BES* de

1. Les évaluations de stabilité ainsi que les évaluations d'instabilité, de *déclenchements en cascade* et de séparation non commandée peuvent être effectuées au moyen d'évaluations de stabilité en temps réel, de limites de stabilité préétablies ou d'autres techniques d'analyse hors réseau.

fonctionner conformément à ce qui suit ». Les différents alinéas de l'exigence E2 de cette norme précisent les critères de comportement *précontingence* (alinéa E2.1) et *postcontingence* (alinéa E2.2), pour ensuite décrire d'autres règles relatives à l'établissement des limites SOL. Le texte de l'exigence E2 précise que les limites SOL établies selon l'exigence E2 doivent « permettre » un niveau de fiabilité *précontingence* et *postcontingence* décrit dans les alinéas de l'exigence E2. Il en découle que les évaluations des états de *précontingence* et de *postcontingence* devront être effectuées dans le cadre du processus d'établissement des limites SOL, afin de produire un ensemble de limites SOL qui « permettra » de respecter les critères de comportement de l'exigence E2 de la norme FAC-011-3 et de ses alinéas.

Conformément au schéma opératoire des *normes de fiabilité* TOP et IRO actuellement en vigueur, les états de *précontingence* et de *postcontingence* sont évalués en permanence dans le cadre des *analyses de planification opérationnelle (OPA)* et des *évaluations en temps réel (RTA)* ; tout dépassement de limite SOL observé doit être atténué au moyen du *plan d'exploitation* correspondant. Selon ce schéma opératoire, ce sont les OPA, les RTA et la mise en œuvre des *plans d'exploitation* qui « permettent » un fonctionnement *précontingence* et *postcontingence* fiable par l'application des critères de comportement minimaux prescrits à l'exigence E6 de la norme FAC-011-4 et à ses alinéas. Selon ce schéma opératoire, les évaluations des états de *précontingence* et de *postcontingence* sont censées être effectuées dans le cadre de l'OPA et de la RTA pour les *caractéristiques assignées d'installation* et les *limites de tension du réseau*. Les limites de stabilité sont soit établies avant l'OPA et la RTA, soit établies et évaluées pendant l'OPA et la RTA.

L'exigence E6 se combine avec l'exigence E25 de la norme TOP-001-5 proposée et avec l'exigence E7 de la norme IRO-008-3 proposée afin de renforcer la fiabilité d'exploitation pour les états de *précontingence* et de *postcontingence*. L'exigence E25 de la norme TOP-001 stipule que « chaque *exploitant de réseau de transport* doit utiliser la méthode d'établissement des limites SOL du RC pertinente pour déterminer les dépassements de limite SOL dans les *évaluations en temps réel*, la surveillance en *temps réel* et l'*analyse de planification opérationnelle*. » Quant à l'exigence E7 de la norme IRO-008-3, elle stipule que « chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit utiliser sa méthode d'établissement des limites SOL pour déterminer les dépassements de limite SOL dans les *évaluations en temps réel*, la surveillance en *temps réel* et l'*analyse de planification opérationnelle*. » Ces exigences des normes TOP-001 et IRO-008 font en sorte que le cadre de comportement spécifié dans la méthode d'établissement des limites SOL soit utilisé pour déterminer les dépassements de limite SOL de façon uniforme par le RC et par ses TOP dans les *évaluations en temps réel*, la surveillance en *temps réel* et l'*analyse de planification opérationnelle*.

Les alinéas 6.1.1 et 6.1.2 de l'exigence E6 de la norme FAC-011-4 visent à prescrire l'utilisation appropriée des *caractéristiques assignées en situation d'urgence* et les *limites de tension du réseau* en situation d'urgence lorsque les transits ou tensions réels (ou dans une OPA sans *contingence*) dépassent les *caractéristiques assignées en situation normale* ou tombent à l'extérieur des *limites de tension du réseau* normales, respectivement.

Le texte de l'alinéa 6.1.1 renvoie aux notions de la figure 1 du document technique du projet 2014-03 (document technique de la NERC sur les limites *SOL*) qui concernent le comportement en fonction des *caractéristiques assignées d'installation*. L'alinéa 6.1.1 stipule que « les transits en régime permanent dans les *installations* sont maintenus à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation normale* ; cependant, on peut recourir à des *caractéristiques assignées en situation d'urgence* lorsqu'il est possible d'apporter des réglages au *réseau* afin de ramener les transits à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation normale* dans le délai prescrit pour ces *caractéristiques assignées en situation d'urgence*. » Cette disposition vise à permettre, par exemple, de recourir aux *caractéristiques assignées en situation d'urgence* de 4 heures et aux *caractéristiques assignées en situation d'urgence* de 15 minutes selon les indications données à la figure 1. Comme le décrit la figure 1, le recours aux *caractéristiques assignées en situation d'urgence* est régi par le délai nécessaire pour exécuter le *plan d'exploitation* afin de rétablir la situation. La partie de l'alinéa 6.2.1 qui stipule que « les transits *postcontingence* en régime permanent dans une *installation* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées en situation d'urgence* les plus élevées de cette *installation* » concerne spécifiquement l'état de fonctionnement surligné en jaune dans la figure 1. Dans cet état de fonctionnement, le *répartiteur* peut manquer de temps pour déployer les mesures d'atténuation *postcontingence* (mesures à prendre après le début de la *contingence*) ; par conséquent, des mesures d'atténuation *précontingence* conformes au *plan d'exploitation* doivent être prises dès que possible afin de réduire le transit *postcontingence* calculé. Cependant, comme il est indiqué dans le document technique de la NERC sur les limites *SOL*, un délestage *précontingence* peut ne pas être nécessaire ou approprié lorsque l'évaluation indique que l'impact est localisé.

L'exigence E6 s'applique uniquement aux contingences désignées par le *coordonnateur de la fiabilité* pour la surveillance dans les *RTA* et les *OPA* des *exploitants de réseau de transport*. Si les *exploitants de réseau de transport* surveillent d'autres contingences en plus du sous-ensemble prescrit par le *coordonnateur de la fiabilité*, ils ne sont pas tenus de respecter les critères de comportement de l'exigence E6. Par exemple, si un *TOP* choisit de surveiller la perte complète d'un poste à titre de contingence dans son analyse des contingences, il n'est pas exigé que ces critères de comportement soient respectés après la contingence. Si la perte d'un poste n'est pas une contingence définie dans la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*, et qu'aucune autre contingence définie n'est susceptible d'entraîner la perte complète du poste, le *TOP* pourrait alors définir quels critères de comportement, s'il y a lieu, s'appliquent à cette contingence. En somme, l'exigence E6 s'applique uniquement aux événements et aux conditions décrits à l'exigence E5.

SOL Performance Summary

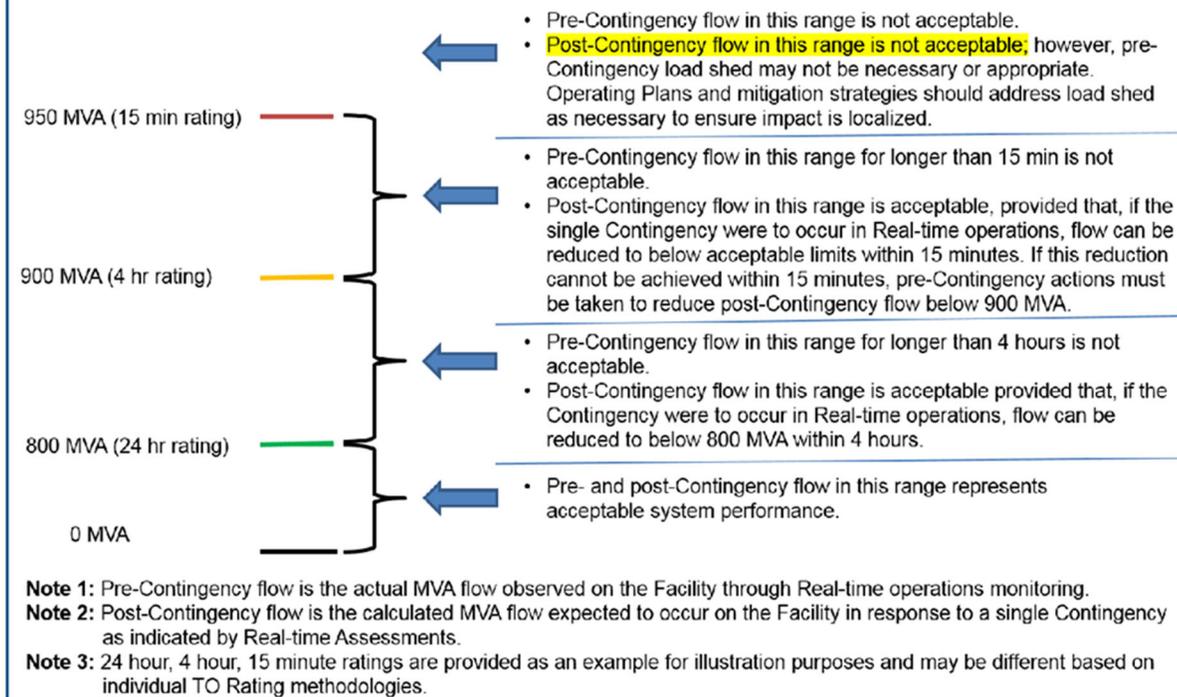


Figure 1 du document technique de la NERC sur les limites SOL

== TEXTE DE LA FIGURE ==

Résumé des dépassements de limite SOL

950 MVA (durée 15 min)
 900 MVA (durée 4 h)
 800 MVA (durée 24 h)
 0 MVA

- Le transit *précontingence* dans cette plage n'est pas acceptable.
- Le transit *postcontingence* dans cette plage n'est pas acceptable ; cependant, un délestage *précontingence* peut ne pas être nécessaire ou approprié. Les *plans d'exploitation* et les stratégies d'atténuation doivent spécifier tout délestage jugé nécessaire pour faire en sorte que l'impact demeure localisé.
- Un transit *précontingence* dans cette plage pendant plus de 15 minutes n'est pas acceptable.
- Un transit *postcontingence* dans cette plage est acceptable pourvu que, dans le cas d'une *contingence* simple qui survient en exploitation en *temps réel*, le transit peut être ramené au-dessous de la limite acceptable en moins de

15 minutes ; si ce délai ne peut pas être respecté, des mesures *précontingence* doivent être prises pour réduire le transit *postcontingence* au-dessous de 900 MVA.

- Le transit *précontingence* dans cette plage pendant plus de 4 heures n'est pas acceptable.
- Un transit *postcontingence* dans cette plage est acceptable pourvu que, dans le cas d'une *contingence* qui survient en exploitation en *temps réel*, le transit puisse être ramené au-dessous de 800 MVA en moins de 4 heures.
- Les transits *précontingence* et *postcontingence* dans cette plage représentent des comportements acceptables du réseau.

Note 1 : Le transit *précontingence* est le transit réel en MVA observé dans l'*installation* par la surveillance de l'exploitation en *temps réel*.

Note 2 : Le transit *postcontingence* est le transit calculé en MVA qui est prévu dans l'*installation* en réponse à une *contingence* simple selon les *évaluations en temps réel*.

Note 3 : Les durées de 24 heures, de 4 heures et de 15 minutes sont des valeurs présentées à titre indicatif seulement ; les durées réelles peuvent être différentes selon la méthode utilisée par le *TO* pour l'établissement des *valeurs assignées*.

== FIN DU TEXTE DE LA FIGURE ==

La note de bas de page à laquelle renvoient les alinéas 6.1.4 et 6.2.3 précise que « les évaluations de stabilité ainsi que les évaluations d'instabilité, de *déclenchements en cascade* et de séparation non commandée peuvent être effectuées au moyen d'évaluations de stabilité en temps réel, de limites de stabilité préétablies ou d'autres techniques d'analyse hors réseau ». Cette note aide à préciser que plusieurs méthodes sont utilisables pour évaluer si le comportement du *réseau* permet de conclure à l'absence d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*. Certaines entités préétablissent des limites de stabilité pour des conditions d'exploitation variées et appliquent la limite appropriée à la condition dans l'*OPA*, la *RTA* et la surveillance en *temps réel*. D'autres entités peuvent utiliser des outils qui s'exécutent au moment de l'étude afin d'évaluer si le comportement est acceptable ou pour établir les limites de stabilité pendant l'*OPA* ou la *RTA*. D'autres encore peuvent utiliser d'autres techniques d'analyse hors réseau.

L'alinéa 6.3, tenant compte de la possibilité de différences régionales, spécifie les critères de comportement minimaux pour les *contingences* plus sévères que les *contingences* simples énumérées à l'alinéa 5.1.1 de l'exigence E5 pour les *OPA* et les *RTA* (c'est-à-dire les *contingences* indiquées à l'alinéa 5.2). Selon l'alinéa 6.3, si une de ces *contingences* plus sévères devait survenir, il est exigé qu'au minimum le *réseau* demeure stable, qu'il n'y ait pas de *déclenchements en cascade* et qu'il ne survienne aucune séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*.

L'alinéa 6.4 reprend le principe énoncé à l'alinéa 2.3.2 de l'exigence E2 de la norme FAC-011-3 ainsi que la prescription de l'Ordonnance 705 de la FERC selon laquelle les répartiteurs ne doivent recourir au délestage qu'en dernier recours pour empêcher les déclenchements en cascade. L'alinéa 6.4 précise que toute mesure de délestage dans le plan d'exploitation ne doit être autorisée **par la méthode du RC**

qu'après l'épuisement des autres options, sans égard aux conséquences financières. L'expression « délestage manuel planifié » désigne l'inclusion dans un *plan d'exploitation* d'un délestage *postcontingence* planifié, exécuté soit manuellement, soit par des moyens automatiques. **Un tel plan d'exploitation est établi pour répondre à des dépassements de limite SOL constatés dans le cadre de l'analyse de planification opérationnelle, y compris pour les contingences indiquées dans l'exigence E5 touchant le réseau de transport à l'étude, et s'appliquerait à l'analyse de planification opérationnelle. Bien que de tels plans guident la réponse du répartiteur à une contingence dans le cadre de la surveillance en temps réel ou d'une évaluation en temps réel, l'alinéa 6.4 ne s'appliquerait pas directement aux mesures prises par le répartiteur en temps réel.**

Les exemples suivants de mesures *précontingence* ou *postcontingence* visent à mieux expliciter en quoi consistent « tous les autres réglages possibles du réseau » qu'il faut avoir appliqués avant d'envisager le recours au délestage :

- changements dans la réservation et la répartition des ressources de production, sans égard au coût économique, si la production a un effet important sur le dépassement de limite SOL ;
- *réduction* et ajustement de *l'échange*, sans égard au coût économique, si la *réduction* ou l'ajustement de *l'échange* a un effet important sur le dépassement de limite SOL ;
- reconfiguration du transport (seulement si des études confirment que cette reconfiguration n'a pas pour effet de mettre à risque une charge plus importante ou de créer d'autres comportements inacceptables du réseau).

Il n'est pas exigé de recourir, avant le délestage manuel planifié, à une reconfiguration du transport qui met à risque une charge plus importante ou qui crée d'autres comportements inacceptables du réseau. Par exemple, la reconfiguration d'un réseau en boucle en une série de circuits radiaux afin d'éviter un délestage manuel *postcontingence* planifié pourrait être une reconfiguration qui met à risque une charge plus importante. Dans de telles circonstances, le *TOP* et le *RC* doivent choisir l'option qui convient le mieux à leurs conditions d'exploitation ; l'alinéa 6.4 de l'exigence E6 ne vise pas à imposer une solution plutôt qu'une autre. Un délestage « manuel » planifié correspond à des plans de délestage, dans le cadre d'un *plan d'exploitation*, et concerne une charge qui serait désalimentée dans le cadre d'une instruction aux répartiteurs ou d'une mesure de délestage en temps réel. Une reconfiguration d'un réseau en *temps réel* afin d'éviter ou d'amoindrir un délestage manuel planifié ou une reconfiguration d'un réseau en *temps réel* qui entraîne indirectement une perte de charge supplémentaire ne fait pas partie d'un « délestage manuel planifié ». En outre, l'expression « tous les autres réglages possibles du réseau » s'appliquerait uniquement aux réglages étudiés par le *TOP* ou le *RC* dans le cadre de l'*analyse de planification opérationnelle*, et non aux réglages du réseau qui pourraient être constatés lors d'un examen après contingence, dans les jours ou les semaines qui suivraient. L'alinéa 6.4 constitue un ajout à la méthode d'établissement des limites SOL du *RC* ; ce dernier peut apporter d'autres éclaircissements s'il y a lieu en fonction de sa situation.

Le délestage manuel planifié dont il est question à l'alinéa 6.4 de l'exigence E6 s'applique spécifiquement à ce qui pourrait être considéré comme une charge « garantie » ; il ne s'appliquerait pas à une charge non garantie, à une charge interruptible ou à toute autre charge liée à une entente permettant le délestage ou l'interruption de cette charge en cas de besoin.

Exigence E7

E7. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* une démarche axée sur le degré de risque permettant de décider comment les dépassements de limite *SOL* constatés dans le cadre de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* doivent être communiqués, et les délais à respecter pour cette communication s'il y a lieu. Cette démarche doit inclure :

- 7.1.** une exigence qui stipule que les dépassements de limite *SOL* suivants doivent toujours être communiqués, dans un délai spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité* :
 - 7.1.1.** dépassements de limite *IROL* ;
 - 7.1.2.** dépassements de limites *SOL* correspondant à des limites de stabilité ;
 - 7.1.3.** dépassements *postcontingence* de limites *SOL* associés à un risque validé d'instabilité, de *déclenchements en cascade* et de séparation non commandée ;
 - 7.1.4.** dépassements *précontingence* de limites *SOL* correspondant à des *caractéristiques assignées d'installation* ;
 - 7.1.5.** dépassements *précontingence* de limites *SOL* correspondant à des *limites de tension du réseau* minimales normales ;
- 7.2.** une exigence qui stipule que les dépassements de limite *SOL* suivants doivent être communiqués, s'ils ne sont pas éliminés dans les 30 minutes, dans un délai spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité* :
 - 7.2.1.** dépassements *postcontingence* de limites *SOL* correspondant à des *caractéristiques assignées d'installation* et à des *limites de tension du réseau* en situation d'urgence ;
 - 7.2.2.** dépassements *précontingence* de limites *SOL* correspondant à des *limites de tension du réseau* maximales normales.

Justification de l'exigence E7

Les changements dans la norme FAC-011-4 proposée apportent des éclaircissements en spécifiant un cadre de comportement qui sert à déterminer les dépassements de limite *SOL* dans la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*. Il en résulte une meilleure uniformité dans la détermination de ce qui constitue ou non un dépassement de limite *SOL*. Cela peut se traduire par un nombre plus élevé de cas où l'on considère qu'il y a dépassement de limite *SOL*, d'où une augmentation des cas qui nécessitent une communication selon l'exigence E15 de la norme TOP-001-4 (de même que selon les exigences E5 et E6 de la norme IRO-008-2), laquelle stipule que « chaque *exploitant de réseau de*

transport doit informer son *coordonnateur de la fiabilité* après qu'une limite *SOL* a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le *réseau* respecte de nouveau cette limite ».

Des préoccupations ont été soulevées quant à l'alourdissement de la tâche des *répartiteurs en temps réel* qui se trouveraient tenus de communiquer chaque dépassement de limite *SOL*, y compris ceux jugés de courte durée (par exemple, moins de 15 ou de 30 minutes). Un lourd fardeau additionnel serait alors imposé aux entités qui historiquement effectuaient des *RTA* plus fréquemment que l'intervalle requis de 30 minutes. L'exigence E7 de la norme FAC-011-4 proposée répond à ces préoccupations en demandant au *RC* d'inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* une démarche axée sur le degré de risque pour établir comment les dépassements de limite *SOL* constatés dans le cadre de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* doivent être communiqués, et si oui, selon quel degré de priorité. Cela permettra d'assurer l'uniformité, à l'intérieur de la zone d'un *RC*, entre le *RC* et ses *TOP*.

L'alinéa 7.1 stipule que la démarche axée sur le degré de risque nécessite que « les dépassements de limite *IROL*, les dépassements de limites *SOL* correspondant à des limites de stabilité, les dépassements *postcontingence* de limites *SOL* associés à un risque validé d'instabilité, de *déclenchements en cascade* et de séparation non commandée, les dépassements *précontingence* de limites *SOL* correspondant à des *caractéristiques assignées d'installation* et les dépassements *précontingence* de limites *SOL* correspondant à des *limites de tension du réseau* minimales normales soient toujours communiqués ». Bien qu'en général moins fréquents, les dépassements de limite *SOL* de ce sous-ensemble sont jugés porteurs d'un risque plus élevé et doivent toujours être communiqués entre les *TOP* et les *RC*. Le *RC* doit indiquer comment prioriser les communications dans des situations où il y aurait plusieurs dépassements de limite *SOL*.

L'alinéa 7.2 stipule que la démarche axée sur le degré de risque doit exiger que les dépassements *postcontingence* de limites *SOL* correspondant à des *caractéristiques assignées d'installation*, à des *limites de tension du réseau*, ainsi qu'à des *limites de tension du réseau précontingence maximales* normales, soient communiqués, s'ils ne sont pas éliminés dans les 30 minutes, dans un délai spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité*. Bien qu'habituellement plus fréquents, les dépassements de limite *SOL* de ce sous-ensemble sont jugés porteurs d'un risque moindre ; le *RC* établit un délai d'au plus 30 minutes pour l'atténuation du dépassement de limite *SOL*. Si le dépassement de limite *SOL* n'existe plus à la fin du délai spécifié (15 minutes, 30 minutes, etc.), il n'est pas nécessaire de le communiquer au *TOP* ou au *RC*. Le *RC* doit indiquer comment prioriser les communications dans des situations où il y aurait plusieurs dépassements de limite *SOL*.

Rien n'interdit à un *RC* d'exiger la communication de tous les dépassements de limite *SOL* ou d'un sous-ensemble complémentaire à celui de l'alinéa 7.1. Rien n'interdit à un *répartiteur en temps réel* de communiquer davantage que ce qui est prescrit, ou selon d'autres règles de l'art de l'industrie électrique (par exemple, le dépannage ou la communication). Il s'agit en définitive de faire appliquer une démarche axée sur le degré de risque afin d'empêcher que des dépassements à faible risque ou

des communications après le fait n'aient pour effet de détourner les *répartiteurs* d'autres tâches plus prioritaires.

Cette exigence proposée est coordonnée avec les changements proposés à l'exigence E15 de la norme TOP-001-5, qui stipule que « [c]haque *exploitant de réseau de transport* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité*, après qu'une limite *SOL* a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le *réseau* respecte de nouveau cette limite, **selon la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*** », ainsi qu'avec les exigences E5 et E6 de la norme IRO-008-3 proposée, qui stipulent respectivement que « [c]haque *exploitant de réseau de transport* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité*, après qu'une limite *SOL* a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le *réseau* respecte de nouveau cette limite, **selon la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité***, des mesures prises pour faire en sorte que le *réseau* respecte de nouveau cette limite » et que « [c]haque *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser, **conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL***, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué. »

Exigence E8

E8. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* :

- 8.1.** une description qui explique comment déterminer le sous-ensemble des limites *SOL* qui constituent des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (limites *IROL*) ;
- 8.2.** les critères permettant d'établir dans quels cas le dépassement d'une limite *SOL* constitue le dépassement d'une limite *IROL*, et les critères permettant d'établir un délai *IROL T_v* correspondant.

Justification de l'exigence E8

Les deux exigences relatives aux limites *IROL* de la norme FAC-011-3 ont été préservées dans l'exigence E8. Dans la version anglaise, l'alinéa 8.2 applique une terminologie qui harmonise la norme FAC-011-4 proposée avec les *normes de fiabilité* IRO et TOP en remplaçant le mot « violating » par le mot « exceeding » pour désigner un dépassement. Le mot « dépassement » est par ailleurs ajouté avant « limite *IROL* » par souci d'harmoniser la norme FAC-011-4 proposée avec les *normes de fiabilité* IRO et TOP.

Exigence E9

E9. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* :

- 9.1.** à chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui en fait la demande et indique avoir un besoin en matière de fiabilité, dans les 30 jours suivant cette demande ;

- 9.2. à chacune des entités suivantes, avant la date d'entrée en vigueur de la méthode d'établissement des limites *SOL* :
- 9.2.1. chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion* ;
 - 9.2.2. chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* chargé de la planification pour une partie quelconque de la *zone de fiabilité* ;
 - 9.2.3. chaque *exploitant de réseau de transport* situé dans la *zone de fiabilité* ; et
 - 9.2.4. chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui a demandé de recevoir des mises à jour et indiqué avoir un besoin en matière de fiabilité.

Justification de l'exigence E9

L'exigence E9 préserve l'objectif de fiabilité de l'exigence E4 de la norme FAC-011-3, qui est que la méthode d'établissement des limites *SOL* soit transmise aux entités appropriées. L'alinéa 8.1 de l'exigence E8 stipule qu'un *RC* doit transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* à tout autre *RC* qui en fait la demande et indique avoir un besoin en matière de fiabilité, dans un délai de 30 jours civils suivant cette demande et non plus avant la date d'entrée en vigueur de la méthode d'établissement des limites *SOL*. L'alinéa 9.2 de l'exigence E9 couvre les entités qui auraient demandé d'être avisées des mises à jour ou changements dans la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*.

Dans l'alinéa 9.2.2 de l'exigence E9, l'entité désignée est le *coordonnateur de la planification (PC)*, et non plus le *responsable de la planification*, par souci de concordance avec le modèle fonctionnel ainsi qu'avec la norme TPL-001. L'alinéa 9.2.2 de l'exigence E9 utilise l'expression « chargé de la planification pour une partie » au lieu de « qui modélise une partie » afin de faire la distinction entre, d'une part, les *PC* et les *planificateurs de réseau de transport (TP)* qui ont un besoin en matière de fiabilité et, d'autre part, un *PC* ou un *TP* qui s'est simplement procuré un modèle recoupant une partie de la *zone de fiabilité*, mais qui n'est pas chargé de la planification de ce secteur. L'alinéa 9.2.4 de l'exigence E9 diffère des alinéas 9.2.1 à 9.2.3 en ce qu'il demande de transmettre la méthode d'établissement des limites *SOL* à des *RC* non adjacents, s'ils ont expressément demandé de recevoir des mises à jour et indiqué avoir un besoin en matière de fiabilité.

Justification technique de la norme de fiabilité FAC-014-3

Avril 2021

FAC-014-3 – Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau

Exigence E1

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit établir des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* pour sa *zone de fiabilité* conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*.

Justification de l'exigence E1

L'exigence E1 de la norme de fiabilité FAC-014-2 stipule que le *coordonnateur de la fiabilité (RC)* doit s'assurer que les limites *SOL*, y compris les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* pour sa *zone de fiabilité*, sont établies et sont conformes à sa méthode d'établissement des limites *SOL*.

Par ailleurs, l'exigence E2 de la norme FAC-014-2 stipule que l'*exploitant de réseau de transport (TOP)* doit établir des limites *SOL* qui sont conformes à la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *RC*.

Selon ce schéma, il incombe au *RC* de s'assurer que les limites *SOL* établies par le *TOP* selon l'exigence E2 sont conformes à la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*. Ainsi, le *RC* se trouve chargé de « s'assurer » des actions du *TOP*.

En conséquence, si le *TOP* n'établit pas de limites *SOL* selon la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *RC*, alors : 1) le *TOP* contrevient à l'exigence E2, et 2) le *RC* contrevient par défaut à l'exigence E1 puisqu'il ne s'est pas assuré que les limites *SOL* du *TOP* sont conformes à sa méthode d'établissement des limites *SOL*.

La révision proposée répond à cette lacune et clarifie les responsabilités respectives des entités fonctionnelles. En outre, cette exigence reconduit l'obligation du *RC* d'établir les limites *IROL* pour sa *zone de fiabilité*. Le *RC* conserve la responsabilité principale de l'établissement des limites *IROL* puisque ces limites ont le potentiel de toucher une *zone étendue*.

Exigence E2

Chaque *exploitant de réseau de transport* doit établir, pour sa partie de la *zone de fiabilité*, des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* conformément à la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 préserve l'intention de l'exigence E2 de la norme FAC-014-2.

L'équipe de rédaction (SDT) a supprimé l'indication « as directed by its Reliability Coordinator », présente dans l'exigence E2 de la version anglaise de la norme FAC-014-2 parce qu'elle porte à confusion et risque d'être comprise à tort comme signifiant que les *TOP* sont uniquement tenus d'établir les limites *SOL* si leur *RC* leur a demandé de le faire. Telle n'est pas l'intention de cette exigence, d'où cette suppression par la SDT d'un passage inutile et source de confusion. Le texte proposé indique sans ambiguïté que le *TOP* est l'entité chargée d'établir les limites *SOL* pour sa partie de la *zone de fiabilité*, et que ses limites *SOL* doivent être établies conformément à la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*.

Exigence E3

Chaque *exploitant de réseau de transport* doit transmettre ses limites *SOL* à son *coordonnateur de la fiabilité*.

Justification de l'exigence E3

L'exigence E3 stipule que les *TOP* doivent transmettre au *RC* les limites *SOL* qu'ils ont établies (conformément à l'exigence E2). Le *TOP* doit consulter le document de spécification des données que le *RC* juge nécessaires pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa *surveillance en temps réel* et ses *évaluations en temps réel* selon la norme IRO-010-2, afin de se conformer à toute directive qu'il pourrait contenir concernant la transmission des *SOL* par le *TOP*. Par exemple, le *RC* peut vouloir spécifier la fréquence et le format de transmission des données, et choisir d'inclure de telles directives ou toute autre information supplémentaire dans sa méthode d'établissement des limites *SOL*. En l'absence de telles indications, le *TOP* pourra transmettre ses limites *SOL* selon d'autres modalités convenues avec le *RC*.

Cette exigence était précédemment couverte par l'exigence E5.2 de la norme FAC-014-2 ; elle a été déplacée à un endroit plus logique dans la norme, immédiatement après l'exigence E2, qui porte sur l'établissement des limites *SOL*.

La SDT reconnaît que la transmission de l'information sur les limites *SOL* par le *TOP* au *RC* peut aussi être spécifiée dans la norme IRO-010-2. Cependant, l'exigence proposée peut aussi s'appliquer à des informations sur les limites *SOL* autres que celles utilisées pour l'*analyse de*

planification opérationnelle (OPA), l'évaluation en temps réel (RTA) et la surveillance en temps réel. Dans de tels cas, les exigences temporelles doivent être coordonnées entre le document de spécification des données et la méthode d'établissement des limites SOL du RC.

L'exigence E3 établit une attente commune dans l'industrie quant aux mesures minimales à prendre par tout *TOP* pour la transmission de ses limites *SOL* à son *RC*. Il est important que cette exigence demeure dans la norme FAC-014-3 afin de faire en sorte que les limites *SOL* soient bien transmises par le *TOP* au *RC* dans l'éventualité où la norme IRO-010-2 serait modifiée ou retirée dans le cadre de révisions futures.

Exigence E4

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit établir des limites de stabilité lorsqu'une instabilité détectée touche des *zones de fiabilité* adjacentes ou au moins deux *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*.

Justification de l'exigence E4

L'exigence E4 stipule que le *RC* doit établir des limites de stabilité dans les cas où celles-ci touchent au moins deux *TOP* dans sa *zone de fiabilité*. Il s'agit d'assurer que le *RC*, dont la responsabilité couvre une zone étendue, établira des limites de stabilité de manière à prévenir toute discontinuité dans l'établissement et la surveillance des limites de stabilité touchant au moins deux *TOP* dans sa *zone de fiabilité*. L'obligation est maintenue pour chaque *TOP* d'établir les limites de stabilité à l'intérieur de sa zone de *TOP* (y compris les zones d'*exploitant d'installation de production* raccordées à sa zone de *TOP*). L'exigence précise qu'en définitive, c'est bien le *RC* qui est chargé d'établir une limite de stabilité touchant au moins deux *TOP*, que cette limite ait été calculée à l'origine par le *RC* ou encore par un des *TOP* touchés. Dans le cas où la limite de stabilité touche un *RC* adjacent ou plusieurs *TOP* situés ou non dans la même *zone de fiabilité*, le *RC* qui établit la limite de stabilité doit utiliser sa propre méthode, puis transmettre adéquatement la limite aux *RC* adjacents ou aux *TOP* conformément aux autres normes NERC portant sur la communication des informations relatives aux limites *SOL* et *IROL* (exigence E5 de la norme IRO-008-2 actuellement en vigueur, alinéas 1.4 et 1.5 de l'exigence E1 de la norme IRO-014-3 et alinéa 5.3 de l'exigence E5 de la norme FAC-014-3).

Si l'on constate une différence entre les limites établies par chacun des *RC* adjacents ou des multiples *TOP*, il faudra alors adopter pour l'exploitation la plus prudente de ces limites, conformément à l'exigence E3 de la norme IRO-009-2 ou à l'exigence E18 de la norme TOP-001-4, respectivement.

Les *RC* qui gèrent des raccordements asynchrones doivent envisager les effets de tous les niveaux de transit possibles dans ces raccordements, y compris lorsque ceux-ci sont indisponibles en raison d'une contingence ou d'une indisponibilité forcée.

Exigence E5

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre :

[Facteur de risque de violation : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

- 5.1 à chaque *coordonnateur de la planification* et à chaque *planificateur de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, les limites SOL de sa *zone de fiabilité* (y compris le sous-ensemble des limites SOL constitué des limites IROL), au moins une fois tous les douze mois civils ;
[Horizon : planification de l'exploitation]
- 5.2 à chaque *coordonnateur de la planification* touché et à chaque *planificateur de réseau de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, les informations suivantes pour chaque limite de stabilité établie et chaque limite IROL établie, au moins une fois tous les douze mois civils :
[Horizon : planification de l'exploitation]
 - 5.2.1 la valeur de la limite de stabilité ou de la limite IROL ;
 - 5.2.2 les *installations* désignées comme essentielles dans l'établissement de la limite de stabilité ou de la limite IROL ;
 - 5.2.3 le délai IROL T_v correspondant à toute limite IROL ;
 - 5.2.4 la ou les *contingences* critiques correspondantes ;
 - 5.2.5 une description des conditions du réseau associées à la limite de stabilité ou à la limite IROL ; et
 - 5.2.6 le type de restriction représentée par la limite de stabilité ou la limite IROL (effondrement de tension, stabilité angulaire, etc.) ;
- 5.3 à chaque *exploitant de réseau de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, la valeur des limites de stabilité établies selon l'exigence E4 et de chaque limite IROL établie selon l'exigence E1, dans un délai convenu d'un commun accord pour l'inclusion de ces valeurs dans les *analyses de planification opérationnelle*, la surveillance en *temps réel* et les *évaluations en temps réel* de l'*exploitant de réseau de transport* ;
[Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- 5.4 à chaque *exploitant de réseau de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, les éléments d'information spécifiés aux alinéas 5.2.2 à 5.2.6 de l'exigence E5 pour chaque limite de stabilité établie et chaque limite IROL établie, ainsi que toute mise à jour de ces informations, dans un délai convenu d'un commun accord pour l'inclusion de cette information dans les *analyses de planification opérationnelle* de l'*exploitant de réseau de transport* ;

[Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

5.5 à chaque *exploitant de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité* qui en fait la demande, l'information demandée sur les limites *SOL* de sa *zone de fiabilité*, selon un calendrier établi d'un commun accord ;

[Horizon : planification de l'exploitation]

5.6 à chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, une liste de leurs *installations* désignées comme essentielles dans l'établissement d'une limite *IROL* et des contingences critiques correspondantes, au moins une fois tous les douze mois civils.

[Horizon : planification de l'exploitation]

Justification de l'exigence E5

L'exigence E5 stipule que le *RC* doit transmettre les limites *SOL* (y compris les limites *IROL* qui en constituent un sous-ensemble), ainsi que toute mise à jour de ces limites *SOL*, aux *coordonnateurs de la planification (PC)*, aux *planificateurs de réseau de transport (TP)* et aux *exploitants de réseau de transport (TOP)*. Il s'agit d'une amélioration par rapport à l'exigence E5 de la norme FAC-014-2, car elle apporte des éclaircissements sur les délais imposés au *RC* pour ces tâches. L'exigence E5 de la norme FAC-014-2 stipule que le *RC* doit transmettre les limites *SOL* lorsque les entités « en font une demande écrite selon le calendrier qu'elles fixent pour la transmission de ces limites », tandis que l'exigence E5 de la norme FAC-014-3 impose au *RC* des obligations temporelles, même en l'absence de toute demande. Cette révision élimine aussi la confusion associée à la norme FAC-010 en rapport avec les limites *SOL* et l'horizon de planification. Toutes les exigences relatives aux limites *SOL* dans l'horizon de planification ont ainsi été retirées.

Cette exigence répond à divers besoins relativement au contenu et à la fréquence de transmission de l'information. Elle complète aussi les exigences existantes de la NERC qui établissent un schéma opératoire pour la communication des limites *SOL* et des informations afférentes (par exemple, les normes TOP-003-3, IRO-010-2 et IRO-014-2) de manière à éviter les redondances entre les exigences. La communication des informations sur les limites *SOL* entre les *TOP* est couverte par la norme TOP-003-3 ; la communication de ces informations entre les *RC* est couverte par la norme IRO-014-2 ; et la communication de ces informations entre les *TOP* et les *RC* est couverte par l'exigence E3, et peut l'être par la norme IRO-010-2.

L'alinéa 5.1 de l'exigence E5 demande au *RC* de transmettre aux *PC* et aux *TP* touchés de sa *zone de fiabilité* toutes les limites *SOL* et l'information pertinente au moins une fois tous les 12 mois civils. Le *PC* et le *TP* disposent alors de l'information pertinente nécessaire pour leurs évaluations annuelles ; cependant, rien n'interdit au *PC* et au *TP* de demander cette

information plus fréquemment. Rien n'interdit au *RC* de communiquer une telle information hors du cadre d'une *norme de fiabilité* de la NERC à des fins autres que la fiabilité.

L'alinéa 5.2 de l'exigence E5 stipule que le *RC* doit transmettre aux *PC* et aux *TP* touchés des informations supplémentaires (reprises notamment des alinéas E5.1.1 à E5.1.4 de la norme FAC-014-2) sur les limites de stabilité et les limites *IROL* au moins une fois tous les 12 mois civils. Les *PC* ne devraient pas avoir besoin de mises à jour plus fréquentes, étant donné que la plupart de leurs évaluations (et des évaluations de leurs *TP* respectifs) suivent un cycle annuel.

En outre, l'alinéa 5.2.5 de l'exigence E5 stipule que le *RC* doit transmettre aux *PC* et aux *TP* touchés les conditions de réseau spécifiques à chaque limite de stabilité ou limite *IROL*, et non des conditions d'étude génériques applicables à toutes les limites de stabilité (ou à un groupe de celles-ci) et pouvant être incluses dans la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC* conformément à l'alinéa 4.4 de l'exigence E4 de la norme FAC-011-4. Si, par exemple, la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC* indiquait que les limites de stabilité doivent être vérifiées pour la « pointe estivale », la « pointe hivernale », la « demande minimale » et la « basse saison », l'information fournie selon l'alinéa 5.2.5 de l'exigence E5 préciserait si la limite de stabilité particulière était présente dans toutes ces conditions, ou dans une seule d'entre elles.

L'alinéa 5.3 de l'exigence E5 stipule que le *RC* doit transmettre aux *TOP* touchés de sa *zone de fiabilité* la valeur des limites de stabilité établies selon l'exigence E4 et des limites *IROL* établies selon l'exigence E1 dans l'horizon de l'exploitation en temps réel. Cette stipulation témoigne du fait que la « limite » numérique effective (qu'il s'agisse d'une nouvelle limite ou de la modification d'une limite existante) peut varier selon les changements dans la topologie du réseau, et qu'il est donc nécessaire de transmettre ces valeurs limites dans un délai adéquat pour répondre aux besoins des *TOP* touchés pour leurs *OPA*, leur surveillance en *temps réel* et leurs *RTA*. Dans le cas où la limite de stabilité touche un *RC* adjacent ou plusieurs *TOP* qui peuvent se trouver ou non dans la même *zone de fiabilité*, le *RC* qui établit la limite de stabilité doit utiliser sa propre méthode, puis communiquer la limite au *RC* adjacent ou aux *TOP* conformément à d'autres normes NERC portant sur la transmission des informations relatives aux limites *SOL* et *IROL* (exigence E5 de la norme IRO-008-2 et alinéas 1.4 et 1.5 de la norme IRO-014 actuellement en vigueur). S'il devait y avoir un écart entre les limites établies par chacun des *RC* adjacents ou des *TOP*, on retiendra la plus prudente des deux limites pour l'exploitation selon l'exigence E3 de la norme IRO-009-2 ou l'exigence E18 de la norme TOP-001-4, respectivement.

L'alinéa 5.4 de l'exigence E5 stipule que le *RC* doit transmettre aux *TOP* touchés des éléments d'information supplémentaires (repris notamment des alinéas E5.1.1 à 5.1.4 de la norme FAC-014-2) pour les différentes limites de stabilité et limites *IROL* dans l'horizon de l'exploitation le même jour ou de la planification de l'exploitation. Ces éléments d'information

sont essentiels pour les *OPA* des *TOP* ; cependant, ils peuvent être transmis selon un calendrier à plus long terme établi d'un commun accord à l'extérieur de l'horizon de l'exploitation en temps réel.

L'alinéa 5.5 de l'exigence E5 stipule en outre que si un *TOP* demande des éléments d'information sur les limites *SOL* au-delà de ce qui le touche, le *RC* doit transmettre également cette information. Par exemple, lorsqu'il établit une nouvelle limite *SOL* susceptible de toucher des *TOP* adjacents, un *TOP* peut avoir besoin d'obtenir du *RC* un complément d'information sur les limites *SOL* connexes dans les zones des autres *TOP* de la région afin d'en tenir compte dans l'établissement de sa propre limite *SOL*. Les alinéas 5.3 à 5.5 de l'exigence E5 stipulent que l'information doit être transmise selon un calendrier établi d'un commun accord et permettant de répondre adéquatement aux besoins du *TOP* (*OPA*, *RTA*, etc.), et que la capacité du *RC* de répondre à ces besoins soit prise en considération.

Enfin, l'alinéa 5.6 de l'exigence E5 stipule que le *RC* doit transmettre à chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* touché de sa zone de fiabilité une liste des *installations* qu'ils peuvent utiliser pour répondre aux critères de l'alinéa 2.6 de l'annexe 1 de la norme CIP-002 et de l'alinéa 4.1.1.3 de la norme CIP-014. Parmi les trois entités (*RC*, *TP* et *PC*) énumérées dans les normes CIP-002 et CIP-014 comme étant susceptibles de transmettre cette information aux *TO* et aux *GO*, le *RC* est en définitive responsable puisqu'il est tenu d'établir les limites *IROL*. Par conséquent, l'exigence de transmettre la liste des *installations* désignées comme essentielles dans l'établissement d'une limite *IROL* et de ses contingences critiques doit s'appliquer au *RC*. Par ailleurs, la SDT a jugé bon de spécifier dans cet alinéa une fréquence pour la transmission de l'information. Compte tenu des commentaires reçus de l'industrie, une fréquence annuelle a été retenue. Un tel calendrier devrait permettre une analyse suffisante pour documenter les limites *IROL* qui persisteront, et qui nécessiteront une surveillance par le *RC*, ainsi que toute mesure à prendre par les propriétaires des actifs, conformément aux normes CIP. Les conditions apparentées à des limites *IROL* qui peuvent se manifester en temps réel, en raison d'indisponibilités forcées, ne sont pas des conditions à prendre en compte tant que le *RC* ne les a pas étudiées afin de déterminer s'il convient d'en faire des limites *IROL* afin de prévenir la récurrence de ces conditions, et donc de les déclarer conformément à la norme.

Exigence E6

Chaque *coordonnateur de la planification* et chaque *planificateur de réseau de transport* doit mettre en place un processus documenté en vue d'utiliser dans son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme* des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du *réseau* en régime permanent et des critères de stabilité qui sont au moins aussi limitatifs

que les *caractéristiques assignées d'installation*, les *limites de tension du réseau* et les critères de stabilité indiqués dans la méthode d'établissement des limites SOL de son *coordonnateur de la fiabilité*.

- Le *coordonnateur de la planification* peut utiliser des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du *réseau* en régime permanent et des critères de stabilité moins limitatifs s'il présente une justification technique à chaque *planificateur de réseau de transport, exploitant de réseau de transport et coordonnateur de la fiabilité* touché.
- Le *planificateur de réseau de transport* peut utiliser des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du *réseau* en régime permanent et des critères de stabilité moins limitatifs s'il présente une justification technique à chaque *coordonnateur de la planification, exploitant de réseau de transport et coordonnateur de la fiabilité* touché.

Justification de l'exigence E6

La norme TPL-001 a pour objet de « développer un *système de production-transport d'électricité (BES)* qui fonctionnera de façon fiable dans une grande variété de conditions de *réseau* et malgré des *contingences* probables très variées ». Puisque l'*évaluation de la planification* (y compris le *plan d'actions correctives*) est le principal extrait de la norme TPL-001, il convient que les critères de planification utilisés dans l'*évaluation de la planification* viennent appuyer l'exploitation des *installations* du *BES*.

L'exigence E6 vise à assurer une utilisation appropriée des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du *réseau* en régime permanent et des critères de stabilité pertinents, dans la modélisation de l'exploitation et de la planification. L'analyse des modèles permet de déterminer les besoins actuels et futurs du *réseau* de transport et d'établir des *plans d'actions correctives* pour assurer un fonctionnement fiable du *réseau*. Il est donc impératif que le *réseau* soit planifié en vue du bon fonctionnement des *installations* une fois mises en service.

L'exigence E6 présente un mécanisme pour coordonner les *caractéristiques assignées d'installation*, les limites de tension du *réseau* en régime permanent et les critères de stabilité dans les modèles de planification avec ceux obtenus selon la méthode d'établissement des limites SOL du RC. Comme l'analyse des modèles de planification détermine quelles *installations* seront construites ou modifiées, il est souhaité que les *caractéristiques assignées d'installation*, les limites de tension du *réseau* en régime permanent et les critères de stabilité utilisés dans les études à l'appui de l'*évaluation de la planification* soient au moins aussi limitatifs que les valeurs obtenues selon la méthode d'établissement des limites SOL du RC. Autrement, les exploitants pourraient être indûment limités par des contraintes qui n'auraient pas été déterminées dans des études de planification précédentes.

L'*horizon de planification du transport à court terme* est spécifié parce que les hypothèses sur la topologie du *réseau* de transport, les prévisions de charge et de production, etc., sont plus certaines au début de l'*horizon de planification*. En outre, dans cette période, les activités de

construction et les *plans d'actions correctives* sont plus susceptibles d'être dans la phase de mise en œuvre ou de finalisation.

Caractéristiques assignées d'installation

La *norme de fiabilité* MOD-032 demande que les données de modélisation pour une zone de planification soient coordonnées entre le *PC* et le *TP* pertinent. La SDT est d'avis que cette coordination entre le *PC* et le *TP* est le moyen approprié pour faire en sorte que les *caractéristiques assignées d'installation* incluses dans les modèles de planification soient au moins aussi limitatives que les *caractéristiques assignées d'installation* établies selon la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*. Cela est d'autant plus important que les *évaluations de la planification* et les *plans d'actions correctives* sont établis d'après l'analyse de ces modèles (voir la norme TPL-001).

Le but visé par l'exigence E6 n'est pas de changer, de limiter ou de modifier les *caractéristiques assignées d'installation* déterminées par le propriétaire de l'équipement selon la norme FAC-008, ni de permettre aux *PC* ni aux *TP* de réviser ces limites. Il s'agit en fait d'utiliser ces *caractéristiques assignées d'installation* transmises par le propriétaire de manière que la planification du *réseau* contribue à son exploitation fiable. À cette fin, le *PC* et le *TP* sont tenus d'utiliser des *caractéristiques assignées d'installation* fournies par le propriétaire qui sont au moins aussi limitatives que celles établies selon la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*. Il ne faut pas en conclure que le *RC* ait autorité sur les *PC* et les *TP* qui planifient une partie de la *zone de fiabilité* dans la conduite de l'*évaluation de la planification*. Cette exigence vise simplement à faciliter la communication entre les entités chargées de la planification et celles chargées de l'exploitation, de sorte que les analyses du *réseau* de ces entités soient coordonnées.

La SDT reconnaît qu'il peut être approprié, dans certains cas, que des modèles de planification aient des *caractéristiques assignées d'installation* moins limitatives que celles établies selon la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*. C'est pourquoi l'exigence E6 permet expressément une dérogation si une justification technique est transmise aux entités appropriées conformément à l'exigence. L'exemple classique d'une telle dérogation est celui d'une installation pour laquelle le *PC* ou le *TP* tient compte d'une mise à niveau qui augmente les *caractéristiques assignées d'installation* (généralement la limite thermique) de l'équipement en question.

En outre, la SDT souhaite préciser qu'il est possible d'utiliser des *caractéristiques assignées d'installation* liées à des variables comme la mise en œuvre de *plans d'actions correctives* futurs, ou encore d'adopter dans les modèles de planification saisonnière des hypothèses de température ambiante qui diffèrent de celles utilisées dans les analyses opérationnelles et la surveillance en temps réel. Bien qu'elles puissent être moins limitatives que celles de la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC* dans certains cas, il est entendu que les

hypothèses saisonnières et les augmentations de capacité liées à une mise à niveau seront adéquatement incluses dans les modèles de planification ultérieurs. Ces informations doivent être incluses dans le document de justification technique fourni aux entités appropriées conformément à l'exigence.

Limites de tension du réseau en régime permanent

Pour ce qui est du critère de comportement en tension, le but de cette exigence est de compléter l'exigence E5 de la norme TPL-001-4, laquelle se lit comme suit : « Chaque *planificateur de réseau de transport* et *coordonnateur de la planification* doit avoir des critères relatifs aux limites acceptables de tension du *réseau* en régime permanent, aux écarts de tension *postcontingence* et à la réponse aux tensions transitoires pour son *réseau*. Dans le cas de la réponse aux tensions transitoires, les critères doivent au minimum spécifier une limite inférieure de tension et une durée maximale pendant laquelle les tensions transitoires peuvent demeurer sous cette limite. » Lorsqu'ils déterminent les critères applicables aux limites de tension du *réseau* en régime permanent selon l'exigence E5 de la norme TPL-001-4, les *PC* et les *TP* sont tenus de mettre en œuvre le processus décrit à l'exigence E6 de la norme FAC-014-3. Selon cette dernière exigence, le *PC* et *TP* doivent utiliser des limites de tension du *réseau* en régime permanent qui sont au moins aussi limitatives que celles obtenues selon la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*. Le *RC* n'a pas pour autant autorité sur les *PC* et les *TP*, chargés de planifier une partie de la *zone de fiabilité*, dans la conduite de l'*évaluation de la planification*. Cette exigence vise simplement à faciliter la communication entre les entités chargées de la planification et celles chargées de l'exploitation, de sorte que les analyses du *réseau* de ces entités soient coordonnées.

Critères de stabilité

Pour ce qui est des critères de stabilité, cette exigence vise à encadrer davantage l'exécution de l'analyse de stabilité par le *PC* et le *TP* selon la norme TPL-001. Lorsque le *PC* et le *TP* effectuent les analyses de stabilité pertinentes conformément à la norme TPL-001, ils sont tenus de mettre en œuvre le processus décrit à l'exigence E6 de la norme FAC-014-3. Selon cette dernière exigence, le *PC* et le *TP* doivent utiliser des critères de stabilité qui sont au moins aussi limitatifs que ceux obtenus selon la méthode d'établissement des limites *SOL* du *RC*. Le *RC* n'a pas pour autant autorité sur les *PC* et les *TP*, chargés de planifier une partie de la *zone de fiabilité*, dans la conduite de l'*évaluation de la planification*. Cette exigence vise simplement à faciliter la communication entre les entités chargées de la planification et celles chargées de l'exploitation, de sorte que les analyses du *réseau* de ces entités soient coordonnées.

Exigence E7

Chaque *coordonnateur de la planification* et chaque *planificateur de réseau de transport* doit communiquer annuellement à chaque *exploitant de réseau de transport* et *coordonnateur de la fiabilité* touché les éléments d'information suivants pour les *plans d'actions correctives* visant à

corriger toute instabilité détectée dans le cadre de son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*. Cette communication doit inclure :

- 7.1 le *plan d'actions correctives* visant à corriger l'instabilité détectée, y compris toute commande automatique ou intervention de répartiteur (comme les *automatismes de réseau*, le délestage en sous-tension ou toute *procédure d'exploitation*) ;
- 7.2 le type d'instabilité visé par le *plan d'actions correctives* (par exemple, une instabilité de tension en régime permanent ou transitoire, une instabilité angulaire y compris le décrochage d'un groupe de production ou un amortissement inacceptable) ;
- 7.3 le non-respect des critères de stabilité pour lequel le *plan d'actions correctives* est requis (par exemple, un non-respect des critères de réponse aux tensions transitoires ou de taux d'amortissement) ;
- 7.4 la ou les *contingences* d'événement de planification associées à l'instabilité détectée pour laquelle le *plan d'actions correctives* est requis ;
- 7.5 les conditions de *réseau* et les *installations* associées à l'instabilité détectée pour laquelle le *plan d'actions correctives* est requis.

Justification de l'exigence E7

L'exigence E3 de la norme IRO-017-1 stipule que les *PC* et les *TP* doivent transmettre leurs *évaluations de la planification* aux *RC* touchés. Cependant, l'alinéa 2.4 de l'exigence E2 et l'exigence E4 de la norme TPL-001-4, qui décrivent l'analyse de *stabilité* faisant partie de l'*évaluation de la planification* ainsi que le *plan d'actions correctives* correspondant, ne spécifient pas le niveau de détail de l'exigence E7 de la norme FAC-014-3. Cette dernière exigence vise justement à ce que les détails appropriés concernant toute instabilité potentielle détectée dans l'*évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme* soient communiqués aux *RC* et aux *TOP* touchés.

Les éléments d'information énumérés dans l'exigence E7 de la norme FAC-014-3 sont considérés comme importants pour l'établissement des limites *SOL* par les *RC* et les *TOP*. Par exemple, une étude pourrait indiquer qu'une instabilité du *réseau* a été évitée grâce à une mesure d'exploitation ou à un *automatisme de réseau*. Dans cet exemple, si la mesure d'exploitation ou l'*automatisme de réseau* n'avait pas été mise en œuvre, l'étude aurait signalé une instabilité en réponse à la *contingence* en question. Cette information est essentielle pour mettre le répartiteur au courant de toute mesure automatique ou manuelle à prendre pour prévenir les instabilités. Faute d'une telle information, le répartiteur pourrait ignorer ces risques et les mesures à prendre pour les prévenir. L'exigence E6 de la norme FAC-014-2 existante spécifie des informations semblables – moins détaillées – que le *responsable de la planification* doit transmettre au *RC*. La SDT est d'avis que l'exigence E7 de la norme FAC-014-3

est une version améliorée de cette exigence, car elle demande de transmettre aux *RC* ainsi qu'aux *TOP* touchés une information plus complète, claire et concise.

En outre, l'élément d'information spécifié à l'alinéa 7.4 de l'exigence E7 de la norme FAC-014-3 est utile dans le contexte de l'exigence E8 de la norme FAC-014-3. L'information spécifiée à l'exigence E8 est elle-même pertinente pour plusieurs autres normes qui demandent au *PC* et au *TP* de transmettre au *TO* et au *GO* de l'information sur les instabilités, les *déclenchements en cascade* et les séparations non commandées dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *BES*.

Exigence E8

Chaque *coordonnateur de la planification* et chaque *planificateur de réseau de transport* doit communiquer annuellement à chacun des *propriétaires d'installation de transport* et des *propriétaires d'installation de production* touchés une liste de leurs *installations* en cause dans la ou les *contingences d'événement de planification* qui entraîneraient une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *BES*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*.

Justification de l'exigence E8

Cette exigence vise à faire en sorte que les détails appropriés (les *installations*) liés aux cas potentiels d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée révélés par l'analyse de *stabilité* de l'*évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme* soient fournis aux *TO* et aux *GO* touchés. Les *TO* et les *GO* touchés sont les entités qui ont des installations visées par une notification ; il **n'est pas** nécessaire d'aviser tous les *TO* et les *GO* du fait qu'ils ont des installations qui nécessitent ou non des notifications. Cette exigence est nécessaire pour signaler aux propriétaires *d'installation* quelles sont leurs *installations* qui, selon d'autres normes de fiabilité, nécessitent un certain niveau de protection, de renforcement ou de mesures de maîtrise de la végétation. Cette exigence accompagne des changements proposés par la SDT dans d'autres *normes de fiabilité* mises à jour en raison du retrait de la norme FAC-010.

En outre, cette exigence répond à la prescription de l'Ordonnance 777 de la FERC citée dans la demande d'autorisation de norme (SAR) du projet 2015-09, qui demande l'ajout d'une exigence pour la communication des informations sur les limites *IROL* aux *propriétaires d'installation de transport*. La présente exigence, combinée à l'exigence E5.6, prescrit une fréquence annuelle pour les notifications des entités d'exploitation et de planification à l'intention des propriétaires *d'installation*, alors qu'il n'existe aucune exigence temporelle pour ces notifications dans les normes actuelles.

Justification technique de la norme de fiabilité IRO-008-3

Avril 2021

IRO-008-3 – Analyses opérationnelles et évaluations en temps réel effectuées par le coordonnateur de la fiabilité

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 de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Les changements apportés aux définitions proposées répondent à des questions soulevées dans les paragraphes 55, 73 et 74 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant l'analyse des limites *SOL* pour tous les horizons temporels, à des questions sur les *systèmes de protection* et les *automatismes de réseau* dans le paragraphe 78 de la proposition réglementaire, et à la recommandation 27 concernant les déphasages du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout*. Ces changements visent à faire en sorte que les *évaluations en temps réel* contiennent suffisamment de détails pour assurer une connaissance suffisante de la situation. Exemples : 1) analyse des angles de phase pouvant entraîner la mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consistant à régler la production ou à réduire les transactions afin de permettre la remise en service d'une installation de *transport*, ou 2) évaluation de l'impact d'une *contingence* modifiée découlant du changement d'état (activé/en service à désactivé/hors service) d'un *automatisme de réseau*.

Justification de l'exigence E1

Le texte a été modifié en réponse au paragraphe 96 de la proposition réglementaire, qui porte sur l'obligation faite aux *coordonnateurs de la fiabilité* de surveiller les limites *SOL*. La mesure M1 a été révisée par souci de cohérence avec la mesure M1 de la norme TOP-003-3.

Justification des exigences E2 et E3

Ces exigences ont été ajoutées en réponse aux recommandations du rapport *Standards Independent Experts Review Project (IERP)* et du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout* concernant la coordination et l'examen des plans.

Justification des exigences E5 et E6

Dans les exigences E5 et E6, l'emploi du mot « touchés » et le lien avec le *plan d'exploitation*, où les protocoles de notification seront énoncés, visent à réduire au minimum le volume de notifications. L'ajout de la mention « conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL » vise à mettre en concordance les exigences de notification avec les dispositions de l'exigence E7 de la norme FAC-011-4 concernant la communication des dépassements de limite SOL. Par exemple, la méthode d'établissement des limites SOL pourrait indiquer que le fait qu'un RC et un TOP partagent leurs informations de surveillance en temps réel et d'analyse des contingences en temps réel aurait pour effet d'assurer des communications claires et de fournir des indications en temps réel quant au moment où surviennent les dépassements de limite SOL et où ceux-ci sont atténués, répondant ainsi à l'exigence de la norme.

Justification de l'exigence E7

L'ajout de l'exigence E7 vise à mettre en concordance les activités d'évaluation en temps réel, de surveillance en temps réel et d'analyse de planification opérationnelle avec la méthode d'établissement des limites SOL du RC. Cette exigence fait en sorte que les marches à suivre et les encadrements relatifs à la méthode d'établissement des limites SOL soient utilisés pendant ces activités (contingences utilisées, critères de stabilité, cadres de comportement, etc.) pour déterminer les dépassements de limite SOL.

Justification technique de la norme de fiabilité PRC-002-4

Avril 2022

PRC-002-4 – Surveillance des perturbations et production des données

Justification de l'applicabilité

Puisque le *coordonnateur de la fiabilité* a la meilleure vue d'ensemble sur le *BES*, il est le mieux placé pour désigner les *éléments* du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement des *perturbations* dynamiques (EPD) sont exigées. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* seront tenus de recueillir des données adéquates pour les *éléments* du *BES* désignés. Pour ce qui est des jeux de barres du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées, la désignation est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leurs *réseaux*. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* qui possèdent des *éléments* du *BES* raccordés aux jeux de barres du *BES* ainsi désignés doivent veiller à recueillir des données adéquates.

Justification de l'exigence E1

L'analyse et la reconstitution des événements du *BES* nécessitent des données ECE et ED pour certains jeux de barres du *BES* jugés importants. L'annexe 1 présente une méthode uniforme pour déterminer ces jeux de barres ; des essais répétés de cette méthode ont confirmé qu'elle permet une répartition adéquate de la collecte de données ECE et ED. L'examen des données réelles de court-circuit dans le *BES* reçues de l'industrie en réponse à la demande de données de l'équipe de rédaction des normes sur la surveillance des perturbations (DMSDT), entre le 5 juin 2013 et le 5 juillet 2013, a révélé une forte corrélation entre, d'une part, la puissance apparente de court-circuit disponible à un jeu de barres de *transport* et, d'autre part, sa taille relative et son importance pour le *BES*, d'après i) son niveau de tension, ii) le nombre de *lignes de transport* et d'autres *éléments* du *BES* raccordés au jeu de barres, et iii) le nombre et la puissance des groupes de production raccordés au jeu de barres. Les jeux de barres du *BES* caractérisés par une puissance de court-circuit (en MVA) élevée sont des *éléments* du *BES* qui ont un effet important sur la fiabilité du *réseau* et sur sa performance.

À l'inverse, les jeux de barres du *BES* dont la puissance de court-circuit est très faible entraînent rarement des événements dans une zone étendue ou des déclenchements en cascade, et c'est pourquoi les données ECE et ED pour ces *éléments* du *BES* ne sont pas aussi importantes. Après analyse et examen de données provenant de l'ensemble du continent, des seuils de puissance ont été établis de manière à permettre une collecte de données suffisante pour l'analyse d'événements, en faisant appel au meilleur jugement technique et opérationnel.

Il fallait par ailleurs éviter que la méthode définie pour la sélection des jeux de barres du *BES* ne concentre exagérément les données sur certains jeux de barres. C'est pourquoi la norme PRC-002-4 fixe un nombre minimal de jeux de barres pour lesquels les données ECE et ED sont exigées, d'après le niveau de court-circuit. À partir de ces concepts, et en visant une couverture de données suffisante pour l'analyse d'événement, l'équipe de rédaction DMSDT a établi la méthode présentée à l'annexe 1, axée sur la puissance disponible maximale calculée de court-

circuit triphasé. Cette méthode assure une couverture comparable et suffisante pour les données ECE et ED, sans égard aux différences de taille et de topologie de *réseau des propriétaires d'installation de transport*, dans toutes les *Interconnexions*. En outre, cette méthode offre une certaine latitude de jugement dans le processus de désignation des jeux de barres afin d'assurer une répartition suffisante.

La désignation des jeux de barres du *BES* pour lesquelles des données ECE et ED sont exigées est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leur *réseau*.

Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit réévaluer la liste des jeux de barres du *BES* au moins toutes les cinq années civiles afin de tenir compte des changements apportés au *réseau*. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour cette liste au fur et à mesure des changements dans le *BES* ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente.

Étant donné que les équipements raccordés à un jeu de barres du *BES* peuvent avoir plusieurs propriétaires, la notification prescrite à l'exigence E1 est nécessaire pour que tous les propriétaires concernés soient avisés.

Un délai de notification de 90 jours civils laisse suffisamment de temps au *propriétaire d'installation de transport* pour le processus de désignation et de notification.

L'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED) sont importants pour l'analyse, la reconstitution et la déclaration des *perturbations* du *réseau*. Cependant, il n'est pas nécessaire d'avoir des données ECE et ED pour chaque jeu de barres du *BES* pour réaliser une analyse adéquate ou approfondie d'une *perturbation*. Principaux outils d'analyse d'événement, l'horodatage synchronisé des changements d'état de disjoncteur et l'enregistrement des ondes de tension et de courant de différents circuits permettent de reconstituer avec précision le déroulement de *perturbations* localisées ou étendues.

L'abondance d'une information de qualité est toujours appréciée dans le contexte d'une analyse d'événement. Cependant, une surveillance intégrale de tous les *éléments* du *BES* n'est ni réaliste ni nécessaire pour une analyse efficace de *perturbations* étendues. Il importe donc de sélectionner judicieusement les jeux de barres du *BES* à surveiller, en se guidant sur les principes suivants :

1. repérer les jeux de barres du *BES* avec disjoncteurs situés à des endroits où l'on peut recueillir des données cruciales en cas de besoin ;
2. éviter les chevauchements de surveillance excessifs ;
3. éviter les discontinuités de couverture dans des secteurs critiques ;
4. inclure les *éléments* du *BES* susceptibles de propager une *perturbation* ;
5. ne pas insister pour surveiller un *élément* du *BES* qui est plus susceptible d'être la victime que la cause d'une *perturbation* ;
6. établir des critères de sélection afin d'assurer une couverture efficace dans différentes régions du continent.

Les principales caractéristiques à prendre en compte dans le processus de sélection sont :

1. le niveau de tension du *réseau* ;
2. le nombre de *lignes de transport* raccordées à un poste électrique ;
3. le nombre et la puissance des groupes de production en circuit ;
4. les niveaux de court-circuit disponibles.

5. Bien qu'il soit assez simple en soi d'établir des critères pour la désignation des jeux de barres du *BES*, une analyse a été nécessaire afin d'établir un fondement technique solide pour réaliser les objectifs requis.

Pour répondre à ces questions et établir des critères de couverture de données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES*, l'équipe de rédaction DMSDT a formé un sous-groupe d'analyse des valeurs surveillées, baptisé « équipe MVA ». L'équipe MVA a recueilli des informations à partir d'une grande variété de *réseaux de transport* dans l'ensemble du continent afin d'analyser les jeux de barres de *transport* d'après les caractéristiques établies précédemment pour le processus de sélection.

L'équipe MVA a constaté qu'il n'est pas possible d'établir des critères assurant une couverture de données ECE et ED adéquate uniquement d'après des caractéristiques simples et précises, comme le nombre de lignes raccordées à un poste électrique à un niveau de tension particulier ou à un niveau donné de courant de court-circuit. Afin d'obtenir une couverture appropriée, une méthode relativement simple mais efficace pour le choix des jeux de barres pour les données ECE et ED a été mise au point. Cette procédure, présentée à l'annexe 1, aide les entités à respecter l'exigence E1 de la norme.

La méthode de désignation des jeux de barres pour lesquels des données ECE et ED sont exigées pondère plus fortement les jeux de barres dont le niveau de court-circuit est plus élevé. Ce choix s'appuie sur les raisons suivantes :

1. cette méthode est indépendante du niveau de tension ;
2. elle tend à désigner des jeux de barres proches des grands centres de production ;
3. elle tend à désigner des jeux de barres là où une élimination différée peut entraîner des *déclenchements en cascade* ;
4. les jeux de barres désignés par cette méthode sont corrélés directement à l'équation universelle du transit de puissance : une impédance plus faible est associée à des transits de puissance plus importants, d'où un impact plus grand sur le *réseau*.

Pour effectuer les calculs de l'annexe 1, les informations suivantes sont nécessaires et les étapes ci-après (présentées ici sous forme abrégée) sont à suivre pour les *réseaux* comportant plus de 11 jeux de barres du *BES* dont le niveau de court-circuit triphasé est supérieur à 1 500 MVA.

1. Établir le nombre total de jeux de barres du *BES* dans le *réseau de transport* à l'étude.
 - a. Seuls des jeux de barres réels de poste sont inclus dans ce nombre.
 - b. Les jeux de barres fictifs créés à des fins de modélisation du *réseau* sont exclus.
2. Déterminer la puissance de court-circuit triphasé (en MVA) pour chaque jeu de barres.
3. Exclure de la liste les jeux de barres dont la puissance de court-circuit est inférieure à 1 500 MVA.
4. Déterminer la puissance de court-circuit médiane des 11 jeux de barres ayant la puissance la plus élevée (le sixième jeu de barres dans la liste).
5. Multiplier par 20 % la puissance de court-circuit médiane.
6. Réduire la liste de jeux de barres à ceux dont la puissance de court-circuit est supérieure à la plus élevée des valeurs suivantes : 1 500 MVA ou 20 % de la valeur médiane calculée à l'étape 5.
7. Désigner pour la saisie des données ECE et ED les jeux de barres dont la puissance de court-circuit tombe dans la tranche supérieure de 10 % de la liste établie à l'étape 6.

8. Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres qui représentent une tranche supplémentaire de 10 % de la liste, selon le meilleur jugement technique et en tenant compte des considérations suivantes :
- jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport à d'autres appareils de surveillance des perturbations ;
 - zones sensibles aux variations de tension ;
 - zones de consommation et de production cohérentes ;
 - jeux de barres ayant un nombre de circuits de *transport* incidents relativement élevé ;
 - jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive ;
 - installations importantes raccordées à l'extérieur de la zone du *propriétaire d'installation de transport*.

Selon la méthode présentée à l'annexe 1, si la liste établie à l'étape 6 compte entre 1 et 11 jeux de barres inclusivement, on doit désigner pour la saisie des données ECE et ED le jeu de barres dont la puissance apparente de court-circuit triphasé est la plus élevée. L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 exige une réévaluation des jeux de barres du *BES* au moins une fois toutes les cinq années civiles, conformément à l'alinéa 1.1. En fonction des résultats de cette réévaluation, le jeu de barres qui est désigné pour la saisie des données ECE et ED pourrait changer si la puissance de court-circuit triphasé présente une légère variation. Cette situation risque de se présenter surtout pour les *petits propriétaires d'installation de transport* qui ne sont tenus de saisir des données ECE et ED que pour un seul jeu de barres, selon la méthode de l'annexe 1. Afin de limiter les coûts et d'alléger le fardeau de conformité, l'annexe 1 comporte maintenant un critère qui constitue un changement dans les niveaux de courant de défaut et qui nécessiterait donc la désignation d'un autre jeu de barres pour la saisie des données ECE et ED. Lors de la réévaluation spécifiée à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1, si l'on constate que la puissance de court-circuit triphasé pour le jeu de barres du *BES* nouvellement désigné pour la saisie des données ECE et ED se situe dans une plage de $\pm 15\%$ de la puissance de court-circuit triphasé pour le jeu de barres du *BES* précédemment désigné, celui-ci reste applicable.

À titre d'exemple, lors d'une évaluation initiale, la liste établie à l'étape 6 compte trois jeux de barres du *BES* (A, B et C). Leur puissance maximale de court-circuit triphasé est de 1 600 MVA, 1 500 MVA et 1 550 MVA respectivement. Des données ECE et ED sont donc exigées pour le jeu A. Lors d'une première réévaluation, la liste établie à l'étape 6 compte les trois mêmes jeux de barres. La puissance maximale de court-circuit triphasé des jeux A, B et C est maintenant de 1 550 MVA, 1 675 MVA et 1 600 MVA respectivement. Le jeu B est maintenant celui dont la puissance maximale de court-circuit triphasé est la plus élevée. Or, cette puissance se situe dans une plage de $\pm 15\%$ de celle du jeu A (**1 675 MVA est seulement de 8 % supérieure à 1 550 MVA**), pour lequel des données ECE et ED sont saisies. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de désigner, à la place, le jeu B pour la saisie de ces données. Lors d'une deuxième réévaluation, ces trois jeux de barres figurent encore une fois dans la liste établie à l'étape 6. La puissance maximale de court-circuit triphasé des jeux A, B et C est maintenant de 1 500 MVA, 1 750 MVA et 1 650 MVA respectivement. La puissance de court-circuit triphasé pour le jeu B se situe au-delà de la plage de $\pm 15\%$ de celle du jeu A (**1 750 MVA est supérieure de 16,7 % à 1 500 MVA**), pour lequel des données ECE et ED sont saisies. Il est donc nécessaire de désigner maintenant le jeu B pour la saisie de ces données.

Dans le contexte de l'analyse d'un événement, les données EPD fournissent une information plus intéressante que les données ECE ou ED sur les groupes de production et sur leur réponse aux événements dans le *réseau* avant et après contingence. Les données ECE sur l'ouverture des appareils de coupure principaux de groupe de production (par exemple un disjoncteur de synchronisation) peuvent ne pas indiquer de façon fiable l'heure réelle de la mise hors circuit d'un alternateur ; par exemple, lorsque le déclenchement est causé par un retour d'énergie après la perte de la machine motrice du groupe (par exemple une turbine à gaz ou à vapeur). C'est pourquoi la norme exige des données EPD. Se reporter à la Justification de l'exigence E5 pour obtenir plus d'information.

Étant donné que les équipements raccordés à un jeu de barres du *BES* peuvent avoir plusieurs propriétaires, la notification prescrite à l’alinéa 1.2 de l’exigence E1 est nécessaire pour que tous les propriétaires d’éléments du *BES* « raccordés directement » soient avisés. Aux fins de la norme, les éléments du *BES* « raccordés directement » sont des éléments du *BES* qui sont raccordés au même niveau de tension dans un même emplacement et qui sont reliés à la même grille de terre que celle du jeu de barres désigné selon la méthode présentée à l’annexe 1. Les transformateurs dont la tension d’exploitation côté basse tension est inférieure à 100 kV ne sont pas visés. Les exemples présentés ci-après expliquent l’exigence relative à la notification.

La figure 1 illustre une configuration de jeu de barres linéaire et la figure 2, une configuration de jeu de barres en anneau. Il s’agit des configurations de jeu de barres du *BES* les plus simples. Le *propriétaire d’installation de transport A* détient le jeu de barres du *BES* désigné, y compris le ou les jeux de barres physiques et les trois disjoncteurs. Les disjoncteurs 1, 2 et 3 sont des éléments du *BES* raccordés directement au jeu de barres désigné. Le *propriétaire d’installation de transport A* enregistre des données ECE et ED pour les trois disjoncteurs. Dans ces deux exemples, il n’est pas tenu d’envoyer une notification au *propriétaire d’installation de transport B*.

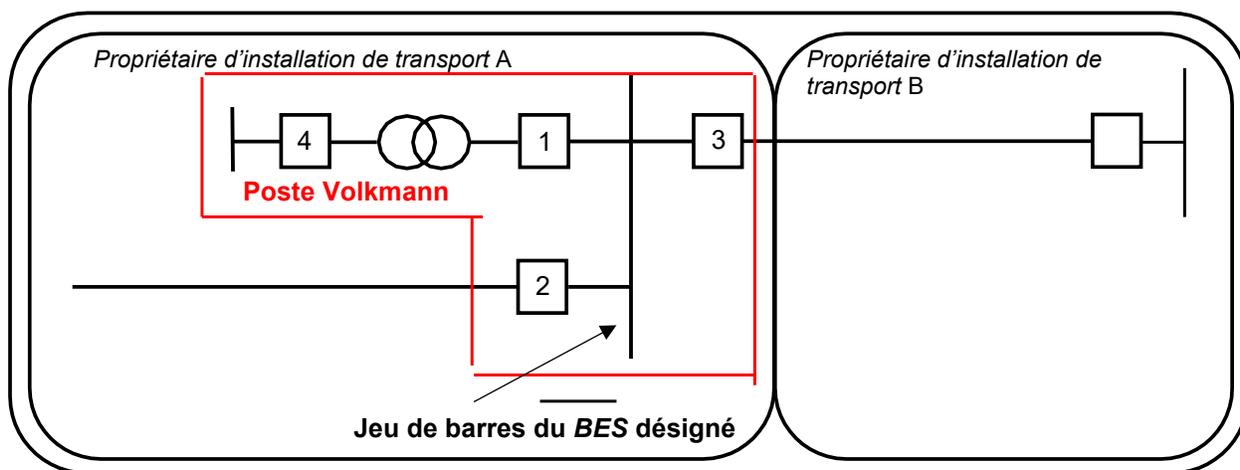


Figure 1 : Configuration de jeu de barres linéaire – propriétaire unique

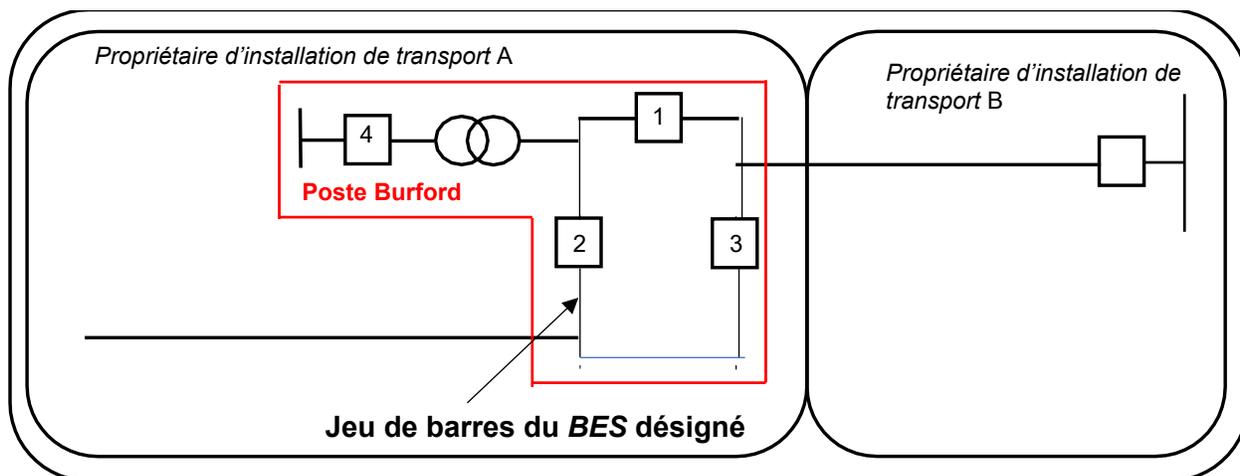


Figure 2 : Configuration de jeu de barres en anneau – propriétaire unique

La figure 3 illustre une configuration de jeu de barres linéaire et la figure 4, une configuration de jeu de barres en anneau ; toutefois, dans les deux cas, l'équipement comprenant le jeu de barres appartient à plus d'un propriétaire. Les disjoncteurs 1, 2 et 3 sont des *éléments* du BES raccordés directement au jeu de barres du BES désigné. Le *propriétaire d'installation de transport A* désigne un jeu de barres du BES pour lequel des données ECE et ED sont exigées conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 et à la méthode présentée à l'annexe 1. Il détient une partie du ou des jeux de barres physiques ainsi que les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de transport B* détient la partie restante du ou des jeux de barres physiques ainsi que le disjoncteur 3, qui y est raccordé directement. Tous les équipements (le ou les jeux de barres physiques et les disjoncteurs) qui constituent le jeu de barres du BES se situent dans le même emplacement (c.-à-d., dans le poste Kealy), peu importe leur propriétaire.

Dans ces deux exemples, le *propriétaire d'installation de transport A* est responsable des données ECE et ED pour les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de transport B* détient le disjoncteur 3. Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, si le *propriétaire d'installation de transport A* n'enregistre pas de données ECE et ED pour le disjoncteur 3, le *propriétaire d'installation de transport B* doit être avisé que ces données sont exigées pour ce disjoncteur.

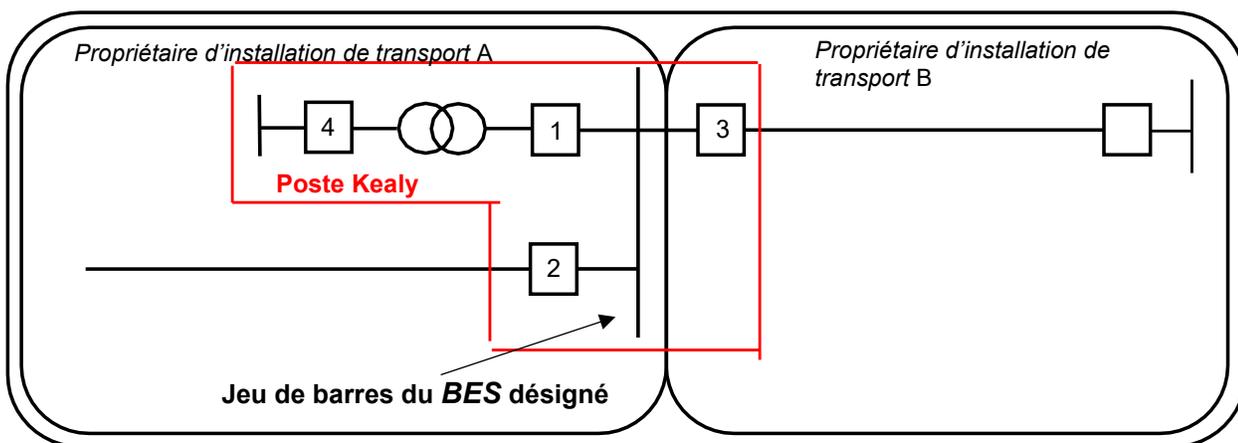


Figure 3 : Configuration de jeu de barres linéaire – plus d'un propriétaire

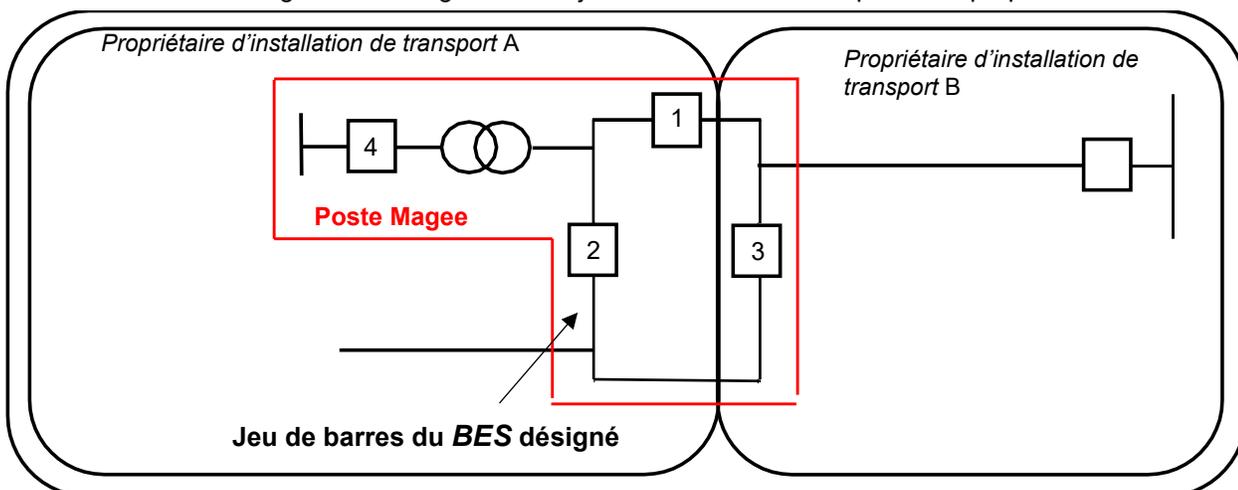


Figure 4 : Configuration de jeu de barres en anneau – plus d'un copropriétaire

Si le *propriétaire d'installation de transport A* enregistre des données ECE et ED pour le disjoncteur 3 (même si celui-ci appartient au *propriétaire d'installation de transport B*), il n'est pas tenu d'aviser celui-ci.

La figure 5 illustre un exemple de point de raccordement de groupe de production. Les disjoncteurs 1, 2 et 3 sont des *éléments* du *BES* raccordés directement au jeu de barres du *BES* désigné. Le *propriétaire d'installation de transport A* désigne un jeu de barres du *BES* pour lequel des données ECE et ED sont exigées conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1. Il détient le jeu de barres physique ainsi que les disjoncteurs 1 et 2, qui y sont raccordés directement. Le *propriétaire d'installation de production G* détient le disjoncteur 3, qui y est également raccordé directement. Tous les équipements (le ou les jeux de barres physiques et les disjoncteurs) qui constituent le jeu de barres du *BES* se situent dans le même emplacement (c.-à-d., dans le poste Burkart), peu importe leur propriétaire.

Le *propriétaire d'installation de transport A* est responsable des données ECE et ED pour les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de production G* détient le disjoncteur 3. Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, si le *propriétaire d'installation de transport A* n'enregistre pas de données ECE pour le disjoncteur 3, le *propriétaire d'installation de production G* doit être avisé que ces données sont exigées pour ce disjoncteur. Selon le critère énoncé à l'alinéa 3.2.1 de l'exigence E3, des données ED ne sont pas exigées pour le disjoncteur 3.

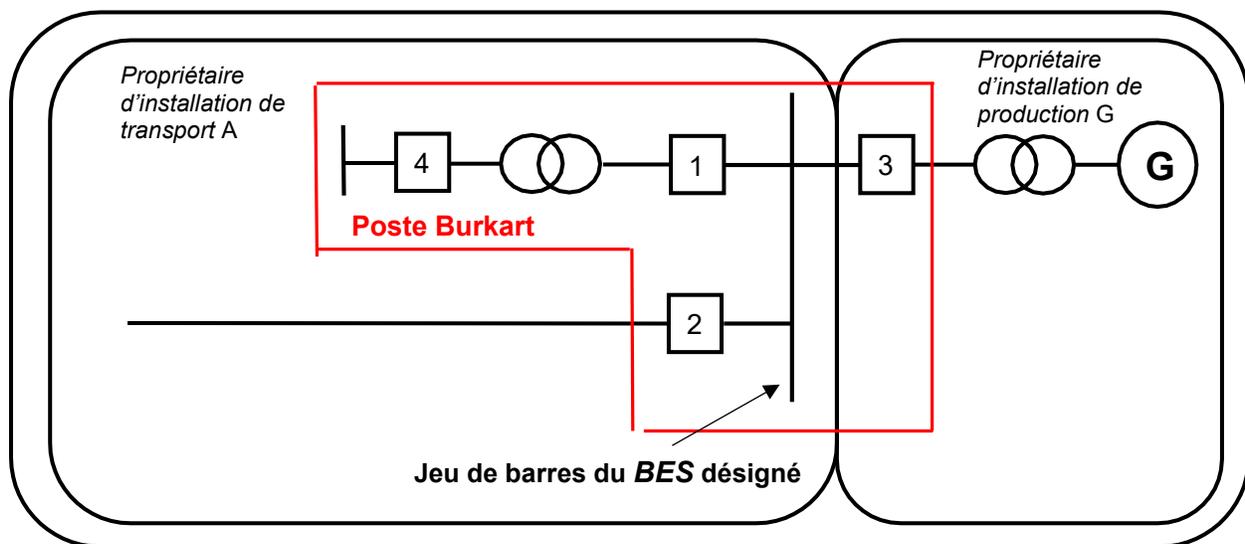


Figure 5 : Point de raccordement d'un groupe de production à un jeu de barres linéaire

Dans le cas d'un point de raccordement de groupe de production à un jeu de barres en anneau (voir la figure 6), le *propriétaire d'installation de transport A* est responsable de la saisie des données ECE pour les disjoncteurs 1, 2 et 3. Il est tenu d'enregistrer des données ED pour les contributions de la ligne de transport (disjoncteurs 2 et 3) et du transformateur (disjoncteurs 1 et 2). Cependant, selon le critère énoncé à l'alinéa 3.2.1 de l'exigence E3, les données ED ne sont pas exigées pour la contribution du groupe de production.

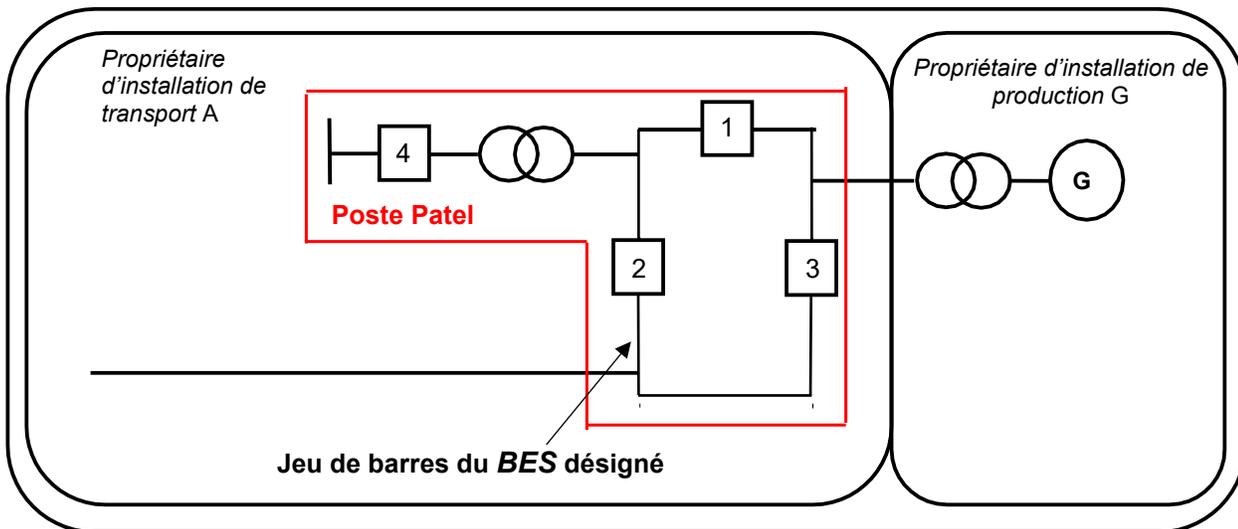


Figure 6 : Point de raccordement d'un groupe de production à un jeu de barres en anneau

La figure 7 présente un autre exemple de point de raccordement de groupe de production où une centrale ou des groupes de production sont raccordés, par une ligne de transport, au jeu de barres du *BES* désigné pour lequel des données ECE et ED sont exigées. Les disjoncteurs 1, 2 et 3 sont des *éléments* du *BES* raccordés directement au jeu de barres du *BES* désigné. Le *propriétaire d'installation de transport A* détient le jeu de barres physique ainsi que les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de production G* détient le disjoncteur 3, qui y est raccordé directement, ainsi qu'une courte ligne de transport raccordée à la centrale. Tous les équipements (le ou les jeux de barres physiques et les disjoncteurs) qui constituent le jeu de barres du *BES* se situent dans le même emplacement (c.-à-d., dans le poste Key), peu importe leur propriétaire.

Le *propriétaire d'installation de transport A* est responsable des données ECE et ED pour les disjoncteurs 1 et 2. Le *propriétaire d'installation de production G* détient le disjoncteur 3. Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, si le *propriétaire d'installation de transport A* n'enregistre pas de données ECE pour le disjoncteur 3, le *propriétaire d'installation de production G* doit être avisé que ces données sont exigées pour ce disjoncteur. Selon la Justification de l'exigence E3, des données ED ne sont pas exigées pour le disjoncteur 3, parce que la ligne de transport (raccordant la centrale au *réseau de transport*) sert exclusivement à exporter de l'énergie à partir de la centrale.

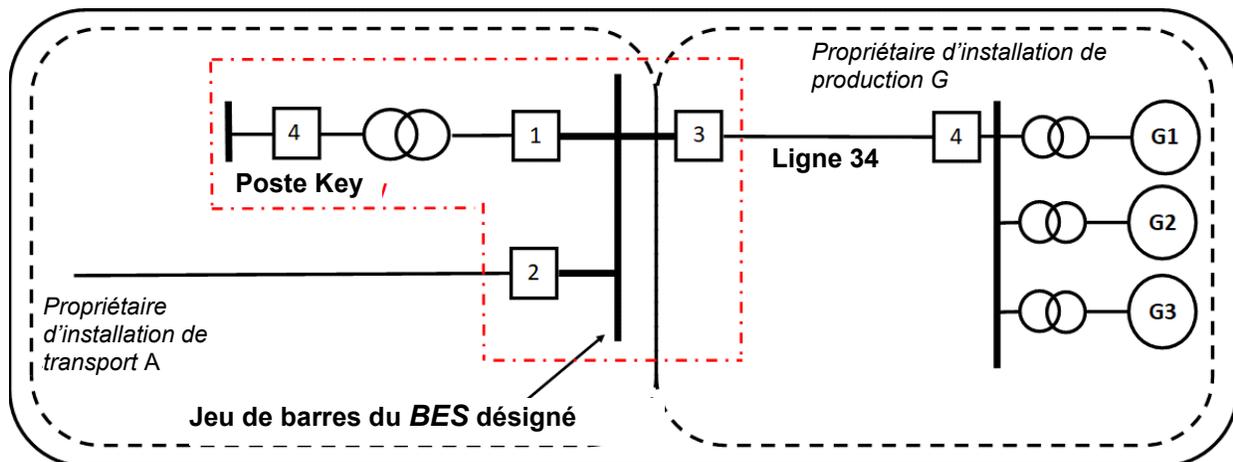


Figure 7 : Point de raccordement de groupes de production par la ligne 34

La figure 8 illustre un exemple de point de raccordement de groupes de production par plusieurs lignes, créant une boucle de transport. Les disjoncteurs 1, 2, 3 et 5 sont des éléments du BES raccordés directement au jeu de barres du BES désigné. Le propriétaire d'installation de transport A détient le jeu de barres physique ainsi que les disjoncteurs 1 et 2. Le propriétaire d'installation de production G détient les disjoncteurs 3 et 5, qui y sont raccordés directement, ainsi que les deux lignes de transport raccordées à la centrale. Tous les équipements (le ou les jeux de barres physiques et les disjoncteurs) qui constituent le jeu de barres du BES se situent dans le même emplacement (c.-à-d., dans le poste Milan), peu importe leur propriétaire.

Le propriétaire d'installation de transport A est responsable des données ECE et ED pour les disjoncteurs 1 et 2. La boucle est créée par les lignes 36 et 57, qui servent exclusivement à l'exportation d'énergie à partir de la centrale vers le réseau de transport. Des données ED ne sont pas exigées pour ces lignes, mais des données ECE le sont pour les disjoncteurs 3 et 5. Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, si le propriétaire d'installation de transport A n'enregistre pas de données ECE pour les disjoncteurs 3 et 5, le propriétaire d'installation de production G doit être avisé que de telles données sont exigées pour ces disjoncteurs.

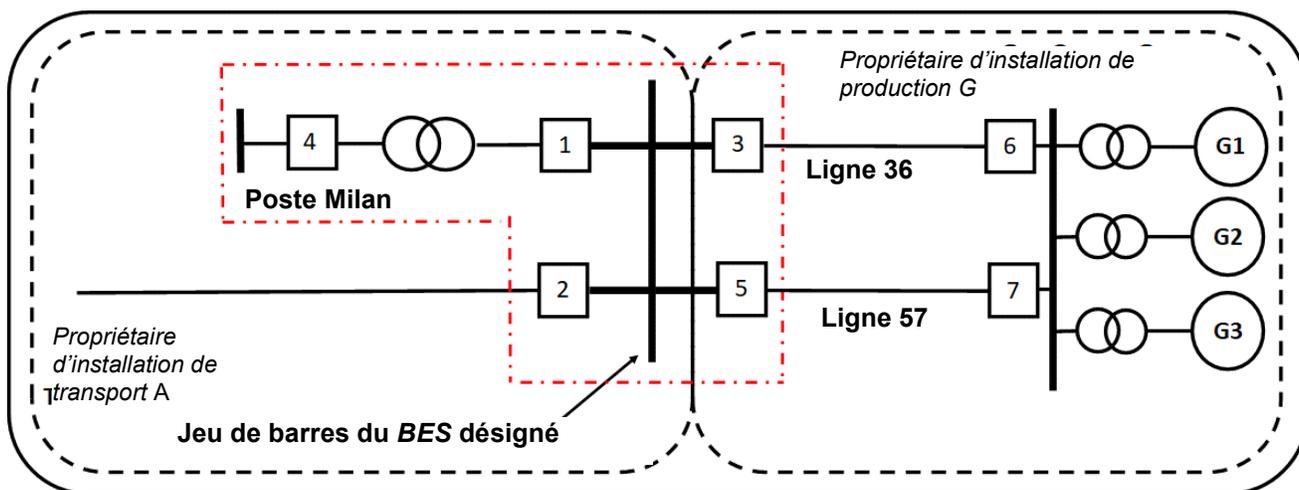


Figure 8 : Point de raccordement de groupes de production par plusieurs lignes

Voici un exemple de notification envoyée par le propriétaire d'installation de transport A au propriétaire d'installation de transport B :

Contenu de la notification :

DE	Propriétaire d'installation de transport A
À	Propriétaire d'installation de transport B
CC	
CCI	S. O.
OBJET	PRC-002 E1.2 2027 Notification_Propriétaire d'installation de transport B

Bonjour,

Conformément à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 de la norme PRC-002-4 de la NERC, [le propriétaire d'installation de transport A] a désigné nos jeux de barres du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées conformément à la méthode présentée à l'annexe 1.

Selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, vous êtes avisé que les *éléments* du *BES* que [le propriétaire d'installation de transport B] détient et qui sont énumérés dans le tableau ci-après sont raccordés directement à l'un des jeux de barres désignés selon l'alinéa 1.1. Puisque [le propriétaire d'installation de transport A] ne dispose pas de données ECE ou ED pour ces *éléments*, [le propriétaire d'installation de transport B] est tenu de saisir de telles données pour les *éléments* en question.

Propriétaire d'installation de transport A (E1.1)	Élément du <i>BES</i> qui est raccordé directement et qui est détenu par le propriétaire d'installation de transport B	Type d'élément du <i>BES</i>	Données exigées
KEALY 500 kV	Disjoncteur 3	Disjoncteur	ECE
MAGEE 500 kV	Disjoncteur 3	Disjoncteur	ECE
MILAN 500 kV	Lignes 36 et 57	Ligne	ED
MILAN 500 kV	Disjoncteurs 3 et 5	Disjoncteur	ECE
BURKART 500 kV	Disjoncteur 3	Disjoncteur	ECE
EXAMPLE 500 kV	Transformateur	Transformateur	ED

Si vous avez des questions portant sur cette notification, sur l'analyse qu'elle présente ou sur tout autre sujet, n'hésitez pas à communiquer avec nous par courriel.

Merci,
Propriétaire d'installation de transport A

L'intervalle de réévaluation de cinq ans a été déterminé d'après l'expérience des membres de l'équipe de rédaction DMSDT de manière à assurer une prise en compte adéquate des changements de configuration de *réseau* tout en évitant des réévaluations trop fréquentes.

Justification de l'exigence E2

Cette exigence oblige à recueillir des données ECE d'état (position ouvert ou fermé) des disjoncteurs susceptibles de couper le courant dans chaque *élément* du *BES* raccordé directement à un jeu de barres du *BES*. Les

changements d'état de disjoncteur, horodatés conformément à l'exigence E10 selon un étalon de temps normalisé, constituent les points de repère de départ pour la reconstitution de la chronologie détaillée des événements d'une *perturbation* du *réseau*. Une autre nomenclature de surveillance d'état peut être utilisée pour les dispositifs autres que les disjoncteurs.

L'analyse d'une *perturbation* étendue commence souvent par l'examen des données ECE afin de déterminer le ou les événements déclencheurs puis de suivre la propagation de la *perturbation*. L'enregistrement des manœuvres de disjoncteur aide à déterminer l'interruption du courant dans les lignes ; par ailleurs, les données EPD renseignent mieux sur l'état de charge des groupes de production puisque la charge des groupes peut être essentiellement nulle, sans égard à la position des disjoncteurs.

Il est toutefois nécessaire de recueillir les données ECE des disjoncteurs de groupe de production reliés directement à un jeu de barres du *BES* désigné, car il est important dans une analyse d'événement de savoir quand un défaut à un jeu de barres du *BES* est éliminé, indépendamment de la charge du groupe de production.

Cette exigence s'applique aussi aux *propriétaires d'installation de production*, car dans certains cas ils possèdent des disjoncteurs raccordés directement au jeu de barres du *BES* du *propriétaire d'installation de transport*.

Les figures 9, 10 et 11 montrent des exemples d'*éléments* du *BES* raccordés directement à un jeu de barres du *BES* désigné et pour lesquels la saisie de données ECE est exigée.

Justification de l'exigence E3

Les grandeurs électriques exigées peuvent soit être mesurées directement, soit être calculables à partir des données ED enregistrées (par exemple le courant résiduel ou de neutre si les courants de phase sont mesurés directement). Afin de tenir compte de tous les types de défaut possibles, toutes les tensions phase-neutre de jeu de barres du *BES* doivent être calculables pour chaque jeu de barres désigné selon l'exigence E1. Les données de tension de jeu de barres sont adéquates pour l'analyse des *perturbations* du *réseau*. Les courants de phase et le courant résiduel sont nécessaires pour distinguer un défaut de phase d'un défaut à la terre, en plus de faciliter par ailleurs la localisation du défaut et l'analyse de la cause du déclenchement du relais. Dans le cas des transformateurs (alinéa 3.2.1), les données peuvent provenir du côté haute tension ou basse tension du transformateur. Les transformateurs élévateurs de groupe de production et les conducteurs qui relient ces transformateurs au *réseau* de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *BES* sont exclus de l'exigence E3, car le courant fourni par un groupe de production à un défaut dans le *réseau* de *transport* sera capté par les données ED du *réseau* de *transport*, et les données ED du *réseau* de *transport* capteront les défauts au point de raccordement du groupe de production.

Les jeux de barres du *BES* pour lesquels des données ED sont exigées sont désignés selon la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme. Les *éléments* du *BES* raccordés directement à ces jeux de barres comprennent :

- les transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est d'au moins 100 kV ;
- les lignes de *transport*.

Des données ED sont exigées seulement pour les *éléments* qui font partie du *BES* selon la définition la plus récente de la NERC. Par exemple, les lignes radiales ou les transformateurs dont la tension côté basse tension est inférieure à 100 kV ne sont pas visés.

Les données ED doivent être déterminables à partir de chaque borne d'un *élément* du *BES* raccordé directement aux jeux de barres du *BES* visés.

Les transformateurs élévateurs de groupe de production sont exclus de cette exigence, pour les raisons suivantes :

- le courant fourni par un groupe de production en cas de défaut dans le *réseau de transport* sera capté par les données ED du *réseau de transport* ;
- dans le cas d'un défaut dans les lignes de raccordement d'une installation de production, des données de courant de défaut provenant du côté poste de *transport* de ce raccordement sont suffisantes. Le courant de défaut fourni par un groupe de production est facile à calculer au besoin.

Les figures 9, 10 et 11 montrent des exemples d'*éléments* du *BES* raccordés directement à un jeu de barres du *BES* désigné et pour lesquels la saisie de données ED est exigée.

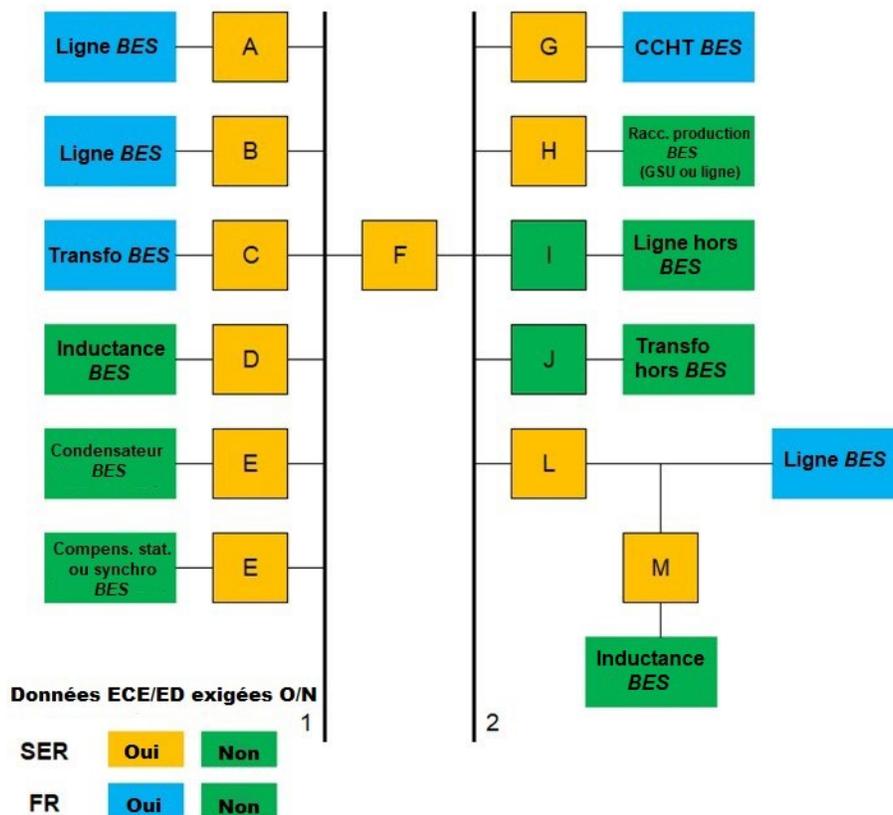


Figure 9 : Jeux de barres linéaires du *BES*

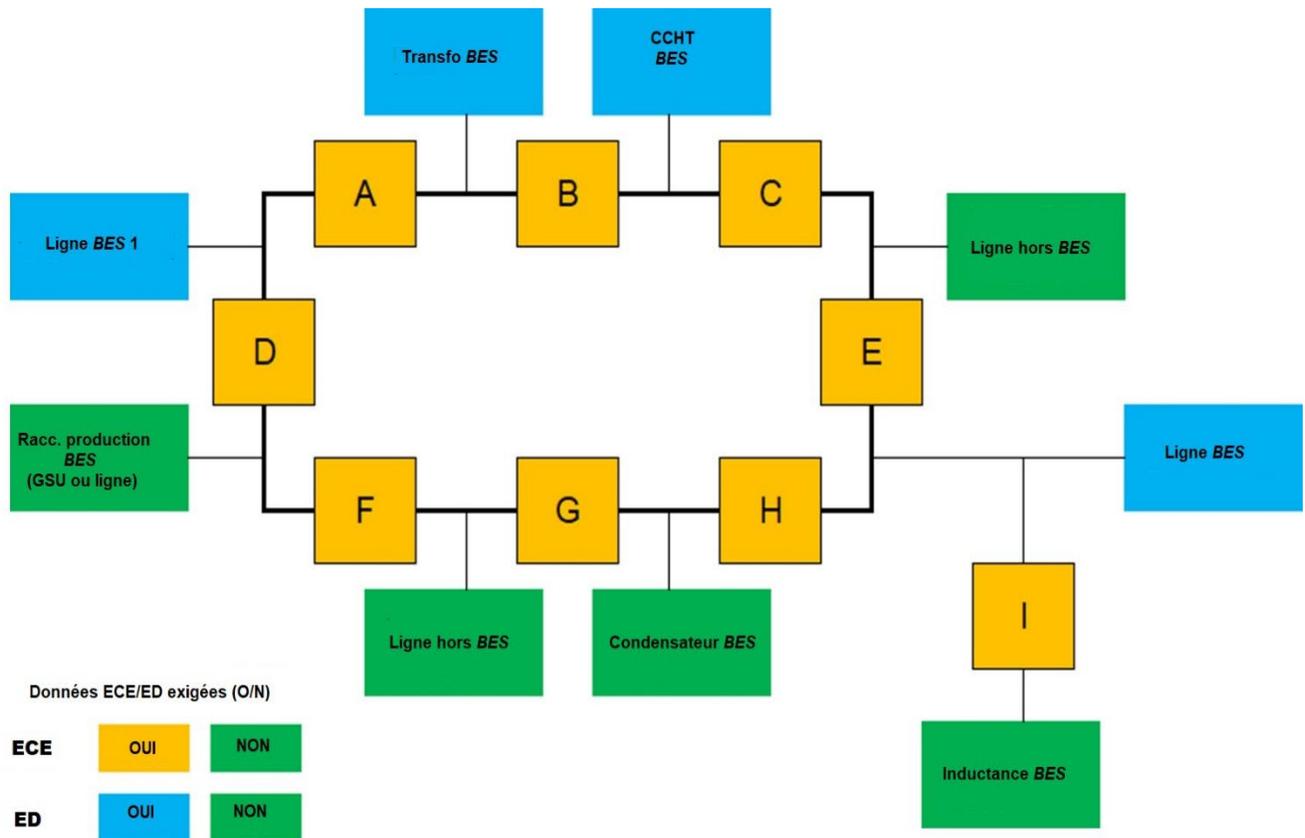


Figure 10 : Jeu de barres en anneau du BES

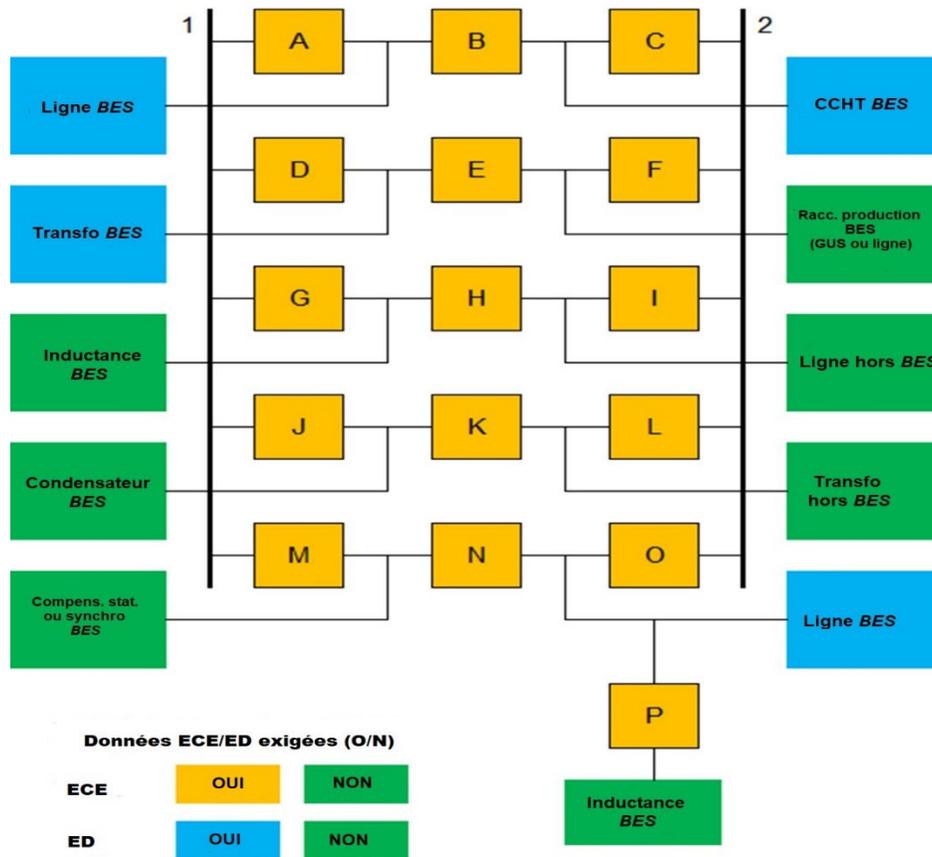


Figure 11 : Jeu de barres à un disjoncteur et demi du BES

L'équipe de rédaction DMSDT, après consultation avec le groupe de travail sur l'analyse des événements de la NERC, a conclu que des données EPD provenant de certains emplacements de groupe de production sont plus importantes pour l'analyse d'événement que les données ED.

Enregistrement des grandeurs électriques

Pour pouvoir analyser efficacement un défaut, il est nécessaire de connaître les valeurs de tous les courants de phase et de neutre et de toutes les tensions phase-neutre. À partir de telles données ED, il est possible de déterminer tous les types de défaut. Les données ED apportent aussi un complément utile aux données ECE pour l'évaluation du comportement des disjoncteurs.

Enregistrement des valeurs de courant

Les grandeurs électriques exigées sont normalement obtenues par mesure directe ; certaines peuvent l'être par calcul si les données mesurées sont suffisantes, par exemple les courants résiduels ou de neutre. Comme un *réseau* de *transport* est généralement bien équilibré, les courants de phase ayant essentiellement des valeurs semblables et un déphasage de 120 degrés, le courant de neutre (résiduel) est négligeable en conditions normales. En cas de défaut à la terre, le déséquilibre des courants de phase produit un courant résiduel qu'il est

possible de mesurer ou de calculer.

Le courant de neutre, aussi appelé courant de terre ou courant résiduel (I_r), correspond à la somme vectorielle des trois courants de phase :

$$I_r = 3 \cdot I_0 = I_A + I_B + I_C$$

I_0 : courant homopolaire

I_A , I_B et I_C : courants de phase (vecteurs)

Un autre exemple de calcul des grandeurs électriques fait appel à la loi de Kirchhoff. Les courants de défaut pour un des *éléments* du *BES* raccordés à un jeu de barres du *BES* donné peuvent être obtenus à partir de la somme vectorielle des courants de défaut mesurés aux autres *éléments* du *BES* raccordés au jeu de barres en question.

Enregistrement des valeurs de tension

Les tensions doivent être enregistrées ou calculées avec précision aux jeux de barres du *BES* pertinents.

Justification de l'exigence E4

Les données de défaut horodatées avant et après déclenchement aident à analyser le fonctionnement du *réseau* électrique et à déterminer si les choses se sont déroulées de la façon prévue. Les défauts dans le *réseau* persistent généralement pendant une courte période ; une longueur totale minimale d'enregistrement de 30 cycles est adéquate. L'alinéa 4.1 admet « un ou plusieurs enregistrements » afin d'autoriser l'emploi d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont synchronisés, peuvent produire des données de défaut adéquates même si elles ne couvrent pas une durée continue de 30 cycles.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle (960 Hz) est nécessaire pour obtenir des données de position sur l'onde permettant de recréer avec exactitude les conditions de défaut.

Des données de défaut avant et après déclenchement combinées à des données ECE de disjoncteur, le tout synchronisé sur une horloge commune ayant une précision de l'ordre de la milliseconde, aident à déterminer si un *système de protection* a fonctionné comme prévu lors d'un défaut. Généralement, les défauts dans le *BES* persistent pendant une très brève période d'environ 1 à 30 cycles ; c'est pourquoi un enregistrement de 30 cycles fournit des données adéquates. L'option d'avoir plusieurs enregistrements discontinus permet l'utilisation d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont synchronisés, produiront des données de défaut adéquates ; ces équipements ne peuvent pas produire des données de défaut dans un même enregistrement de 30 cycles contigus.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle est exigée, ce qui permet d'obtenir un tracé fidèle de l'onde ainsi qu'une résolution de 1 milliseconde pour toute entrée numérique qui pourrait recevoir les données ED.

Des enregistrements de données ED peuvent être déclenchés lorsque la valeur mesurée passe au-dessus ou au-dessous d'un seuil de déclenchement. L'alinéa 4.3.1 spécifie un enregistrement en cas de surintensité dans le neutre (courant résiduel) pour les défauts à la terre ; l'alinéa 4.3.2 spécifie un enregistrement en cas de sous-tension ou de surintensité pour un défaut phase-phase.

Justification de l'exigence E5

L'enregistrement des *perturbations* dynamiques (EPD) sert à recueillir des données pendant et après les *perturbations* dans le *BES* ; ces données servent à l'analyse d'événement et à la validation du comportement du

réseau. Les données EPD jouent un rôle essentiel dans l'analyse des *perturbations* étendues, et l'exigence E5 vise à ce que ces données soient recueillies dans une zone suffisamment étendue pour certains *éléments* du *BES* afin de permettre une analyse d'événement exacte et efficace. Le *coordonnateur de la fiabilité* dispose de la meilleure vue d'ensemble sur le *réseau*, et c'est à lui qu'il incombe de désigner un nombre suffisant d'*éléments* du *BES* pour la collecte des données EPD. La désignation des *éléments* du *BES* pour lesquels l'exigence E5 impose de recueillir des données EPD est fondée sur l'expérience de l'industrie en analyse des *perturbations* étendues et sur le besoin de données adéquates pour faciliter l'analyse d'événement. Une collecte adéquate des données pour ces *éléments* du *BES* améliore nettement la justesse de l'analyse et la compréhension de la cause de l'événement, au-delà de la description de l'événement lui-même.

À partir de son expérience concernant l'influence des changements dans le *BES* sur la collecte des données EPD, l'équipe de rédaction DMSDT considère qu'un intervalle de cinq années civiles pour la réévaluation de la liste des *éléments* du *BES* est raisonnable. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour la liste au fur et à mesure des changements dans le *BES* ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente. Cependant, la norme laisse au *coordonnateur de la fiabilité* toute liberté de procéder à des réévaluations plus fréquentes pour tenir compte de changements aux *éléments* du *BES*.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser tous les propriétaires des *éléments* du *BES* désignés que des données EPD sont exigées en vertu de la norme. Il communique à chaque *propriétaire d'installation de transport et propriétaire d'installation de production* uniquement la liste des *éléments* du *BES* désignés qui sont les siens, et non la liste complète. Cette communication sélective des *éléments* du *BES* est nécessaire pour que les propriétaires des *éléments* du *BES* visés soient au courant de leurs responsabilités en vertu de la norme.

L'installation de l'équipement de surveillance incombe aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* visés. Le délai d'installation est indiqué dans le plan de mise en œuvre ; il commence à courir au moment de la notification par le *coordonnateur de la fiabilité*. Les données de chaque *élément* du *BES* spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité* doivent être fournies ; cependant, ces données peuvent provenir soit de mesures directes, soit de calculs précis. À l'exception des circuits CCHT, les données EPD ne sont exigées que pour un côté ou une borne des *éléments* du *BES* désignés. Par exemple, les données EPD doivent être fournies pour au moins une borne d'une ligne de transport ou d'un transformateur élévateur de groupe de production, mais non pour les deux bornes. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux *coordonnateurs de la fiabilité*, chacun d'eux doit considérer ce point de raccordement de façon indépendante, et les deux devront collaborer pour déterminer comment surveiller les *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux *propriétaires d'installation de transport*, ou entre un *propriétaire d'installation de transport* et un *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la fiabilité* déterminera quelle entité devra fournir les données. Le *coordonnateur de la fiabilité* avisera le propriétaire en cause que des données EPD sont exigées pour ses *éléments* du *BES*.

La section Éclaircissements et commentaires techniques de la norme PRC-002-2 offre de plus amples détails sur la justification technique des différents *éléments* du *BES* désignés selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 ; la collecte de données EPD pour ces *éléments* facilitera une analyse d'événement approfondie et éclairante en cas de *perturbation* étendue dans le *BES*. L'alinéa 5.2 vise à assurer une couverture étendue touchant tous les *coordonnateurs de la fiabilité*. Le but visé est que chacun d'eux dispose de données EPD pour un *élément* du *BES*, plus au moins un *élément* du *BES* supplémentaire par tranche de 3 000 MW de sa *demande* de pointe simultanée historique.

L'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) est un moyen de surveillance des *perturbations* étendues qui renseigne sur le comportement électromécanique du *réseau* pendant et après les *perturbations* et qui aide à valider le modèle de *réseau*. L'emplacement des équipements EPD découle habituellement d'études stratégiques sur la stabilité angulaire, en fréquence, en tension et en oscillation. Cependant, afin de surveiller adéquatement la réponse dynamique du *réseau* et d'assurer une couverture suffisante du comportement du *réseau*, des données

EPD sont exigées pour des *éléments* clés du *BES* en plus d'une couverture EPD minimale.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* est tenu de désigner un nombre suffisant de points de surveillance EPD, soit au minimum un *élément* du *BES* plus un *élément* du *BES* supplémentaire par tranche de 3 000 MW de la *demande* de pointe simultanée historique. Ces données EPD visent à assurer une couverture adéquate dans l'ensemble d'une *Interconnexion*. Plus précisément, pour tout *élément* clé du *BES* situé dans la *zone de fiabilité* et pour lequel des données EPD sont exigées, un équipement EPD doit être en place. Si un *coordonnateur de la fiabilité* ne répond pas aux exigences de l'alinéa 5.1, une couverture supplémentaire est spécifiée.

La perte de grandes ressources de production peut mettre en cause la stabilité en fréquence et angulaire pour toutes les *Interconnexions* de l'Amérique du Nord. La collecte des données décrivant la réponse dynamique de ces machines pendant une *perturbation* contribue à l'analyse des *perturbations* étendues. Si l'on dispose de données sur la réponse dynamique des groupes de production aux *perturbations*, on a de bien meilleures chances de comprendre **pourquoi** un événement survient, et non seulement la nature de cet événement. Dans le but d'établir des critères de puissance pour les groupes à surveiller, l'équipe de rédaction DMSDT a obtenu un chiffrier de données indiquant la puissance de chacun des groupes de production nord-américains déclarés en 2013 dans le cadre du programme GADS (Generating Availability Data System) de la NERC. L'équipe de rédaction a analysé ces données afin de déterminer : i) combien de groupes se situaient au-dessus ou au-dessous de certains seuils de puissance ; et ii) la somme globale des puissances des groupes situés entre ces seuils. Des statistiques (moyennes et pourcentages) ont ensuite été produites à partir de ces données.

L'équipe de rédaction a dégagé les informations de base suivantes sur les groupes de production pertinents (parc nord-américain actuel, selon les chiffres de 2013) :

- le nombre total de groupes de production présentés dans le chiffrier ;
- le nombre de groupes de production de 20 MW ou plus – leurs propriétaires doivent généralement être inscrits comme *propriétaires d'installation de production* dans le programme de surveillance de la conformité (CMEP) de la NERC ;
- le nombre total de groupes correspondant à certaines tranches de puissance ;
- la somme globale des puissances (en MW) des groupes appartenant à ces tranches.

Les données du chiffrier ne permettaient pas de localiser la centrale qui correspond à chaque groupe de production : l'équipe de rédaction n'a donc pas pu déterminer quels groupes sont situés ensemble dans un même lieu de production ou une même installation.

À partir de cette information, l'équipe de rédaction a pu tenter d'établir des seuils de puissance pour les groupes de production ; ces seuils sont indiqués à l'alinéa 5.1.1. Les ressources de production pour lesquelles des données EPD sont exigées sont les groupes dont la puissance nominale brute est « d'au moins 500 MVA ». Ce seuil de 500 MVA a été retenu parce qu'il représente environ 47 % de la capacité de production dans l'ensemble du territoire de la NERC et il fait en sorte que la collecte de données EPD est nécessaire sur environ 12,5 % seulement des groupes de production. Comme il est mentionné plus haut, les données disponibles n'indiquent pas l'emplacement des groupes ; il a donc été impossible de faire des regroupements par centrale pour en calculer la puissance totale.

L'alinéa 5.1.1 vise toutefois les groupes de grande puissance situés dans de grandes centrales électriques et susceptibles de mettre en cause la stabilité du *réseau* en cas de perte de plusieurs groupes importants découlant d'une contingence électrique ou autre. Pour les centrales électriques, des données EPD sont exigées pour chaque groupe d'une puissance nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA. Le seuil de 300 MVA a été fixé d'après le jugement et l'expérience de l'équipe de rédaction ; l'impact différentiel sur le nombre de groupes à surveiller devrait être assez faible. Dans une centrale à cycle combiné où un seul groupe de production a une puissance d'au moins 300 MVA, des données

EPD seraient exigées seulement pour ce groupe.

Des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* permanentes sont établies afin de maintenir le réseau à l'intérieur de certaines balises de fiabilité et de sécurité. Les limites *SOL* relatives à la stabilité angulaire ou en tension, en particulier, influent fortement sur la fiabilité et le bon fonctionnement du *BES*. C'est pourquoi des données EPD sont exigées pour au moins un *élément* du *BES* lié à chaque *SOL*.

Le projet de norme exige des données EPD pour « un ou plusieurs *éléments* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ». En effet, tout dépassement de ces limites présente une menace pour la stabilité du *réseau* et pourrait entraîner des déclenchements en cascade. Les limites *IROL* peuvent être définies par référence à un ou plusieurs *éléments* du *BES* surveillés ou contingentés. La norme n'impose pas la sélection des *éléments* du *BES* surveillés ou contingentés ; l'équipe de rédaction estime que ce choix relève plutôt du *coordonnateur de la fiabilité* de chaque limite *IROL* en cause, selon la gravité de son dépassement.

Les secteurs soumis à un programme de délestage en sous-tension (DST) sont sujets à des instabilités en tension puisqu'ils correspondent généralement à des zones de forte *demande*. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit reconnaître les zones où un programme de DST est en place et désigner un *élément* du *BES* dont la surveillance EPD permettra d'enregistrer les délestages ou les instabilités en tension dans le *BES*. Par exemple, un grand poste électrique à 500 kV ou à 230 kV dans le *réseau* THT, à proximité de la zone de forte demande soumise au programme de DST, serait probablement un lieu électrique approprié pour recueillir des données EPD utiles pour l'analyse après *perturbation* de la réponse de la zone en question à de grandes déviations (de tension, de fréquence, etc.) dans le *réseau*.

Justification de l'exigence E6

Les données EPD servent à mesurer la réponse transitoire à des *perturbations* du *réseau* en régime relativement équilibré après défaut. C'est pourquoi une tension phase-neutre ou une tension de composante directe est suffisante. Les grandeurs électriques exigées peuvent être obtenues par calcul ou par déduction.

Puisque tous les jeux de barres du *BES* à un même endroit sont à la même fréquence, une seule mesure de fréquence est suffisante.

Les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-4 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Les données EPD montrent la réponse transitoire aux *perturbations* du *réseau* après l'élimination d'un défaut, en régime d'exploitation relativement équilibré. Il est donc suffisant de fournir une seule tension phase-neutre ou de composante directe. Il n'est pas exigé de mesurer les trois phases du circuit, bien que cela puisse servir à calculer et à enregistrer la tension de composante directe.

Les jeux de barres pour lesquels une mesure de tension est exigée dépendent de la liste des *éléments* du *BES* désignés par le *coordonnateur de la fiabilité* selon l'exigence E5. La norme n'exige pas une mesure de tension distincte pour chaque *élément* du *BES* s'il existe un point de mesure de tension commun à un jeu de barres. Par exemple, une configuration à disjoncteur et demi ou à double jeu de barres comportant un jeu de barres nord (ou est) et un jeu de barres sud (ou ouest) obligerait à enregistrer la tension aux deux jeux de barres, puisque l'un ou l'autre peut être mis hors service indéfiniment tout en permettant à l'*élément* du *BES* désigné de rester en service. On peut y parvenir soit en enregistrant séparément les deux tensions de jeu de barres, soit en installant un sélecteur pour relier l'une ou l'autre de ces tensions à une entrée unique de données EPD. Il s'agit en fait d'atténuer le potentiel d'interruption des calculs de fréquence, d'angle de phase, de puissance active et de puissance réactive découlant de la perte d'un point de mesure de tension alors qu'une mesure de tension adéquate est bel et bien disponible dans ces conditions de service.

Il faut souligner que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-4 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Si un enregistrement de courant est nécessaire, il doit porter sur la même phase que l'enregistrement de tension au point de mesure correspondant si une seule tension phase-neutre est fournie. Il est également acceptable d'enregistrer le courant de composante directe.

Pour tous les circuits où l'enregistrement du courant est nécessaire, la *puissance active* et la *puissance réactive* seront enregistrées en valeurs triphasées. Ces enregistrements peuvent être calculés à partir des grandeurs de phase ou de composante directe.

Justification de l'exigence E7

Une partie cruciale de l'analyse d'une *perturbation* étendue consiste à bien comprendre la réponse dynamique des ressources de production. Les *propriétaires d'installation de production* doivent donc recueillir, du côté haute ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production, des données EPD comportant les grandeurs électriques prescrites, de manière à décrire adéquatement la réponse du groupe de production. La norme définit en quoi consistent les données EPD exigées, et non comment les obtenir. Les *propriétaires d'installation de production* peuvent mettre en place cette capacité d'enregistrement ou, si les *propriétaires d'installation de transport* disposent déjà de données EPD adéquates, conclure une entente avec ceux-ci. Cependant, l'obligation de fournir ces données incombe toujours, en dernier ressort, au *propriétaire d'installation de production*.

Toutes les indications formulées ci-dessus pour l'exigence E6 s'appliquent aussi à l'exigence E7. Puisque les enroulements côté haute tension ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production peuvent être couplés en triangle, l'enregistrement de tension phase-phase est acceptable. Comme il a été expliqué pour l'exigence E6, le *BES* fonctionne en régime relativement équilibré ; si nécessaire, on peut donc calculer les grandeurs phase-neutre à partir des grandeurs phase-phase.

Soulignons de nouveau que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-4 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Justification de l'exigence E8

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, ce qui rend essentielles les données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de l'événement.

Certains équipements EPD existants peuvent ne pas produire un enregistrement continu. Afin de permettre l'utilisation de tels équipements s'ils ont été installés avant l'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements sur déclenchement sont admis. Les déclenchements liés à la fréquence sont définis d'après la réponse dynamique associée à chaque *Interconnexion*. Le déclenchement en sous-tension est défini de manière à détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR).

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, d'où l'importance capitale des données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de la *perturbation*.

Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* doivent avoir des

données EPD continues pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E6. Cependant, l'exigence E8 reconnaît que d'anciens équipements, dépourvus de capacité d'enregistrement continu, peuvent être en place pour certains *éléments* du BES. Dans le cas d'un équipement installé avant la date d'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements EPD sur déclenchement sont acceptables si leur durée est de trois minutes et si au moins un des modes de déclenchement décrits à l'alinéa 8.2 est utilisé :

- Écart par rapport à la fréquence nominale – Sert à détecter les excursions de fréquence (vers le haut ou vers le bas) d'une ampleur jugée substantielle selon la taille de l'*Interconnexion* et son inertie.
- Taux de variation de la fréquence – Sert à détecter les mouvements importants de la fréquence du *réseau* susceptibles d'être causés par de grands changements côté production ou côté charge, voire par des changements dans l'impédance du *réseau*.
- Écart en sous-tension – Permet de détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR). Une sous-tension persistante de 85 % se trouve à l'extérieur des tensions d'exploitation normales et est suffisamment basse pour signaler des conditions de tension anormales dans le BES.

Justification de l'exigence E9

Une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde, qui correspond à 16 points par cycle à l'entrée de l'équipement EPD, assure une précision adéquate pour le calcul de signaux de tension et de fréquence complexes.

Une fréquence d'au moins 30 points par seconde pour l'enregistrement des grandeurs électriques renvoie à la cadence de calcul de l'équipement pour la mesure et l'enregistrement. Un minimum de 30 points par seconde permet de surveiller les oscillations à basse fréquence qui présentent habituellement un intérêt particulier pendant les *perturbations* du *réseau*.

Les données EPD décrivent la réponse dynamique du *réseau* électrique à une *perturbation* et sont utilisées pour l'analyse d'événements complexes. Ces données servent souvent à capter des *perturbations* brèves ou prolongées, par exemple une excursion de puissance. Comme les mesures pertinentes varient en fonction du temps, les données EPD sont normalement enregistrées sous la forme de valeurs efficaces ou de vecteurs de phase, plutôt que par des points d'échantillonnage comme pour les données ED.

La question de la fréquence d'échantillonnage de l'enregistreur est très importante, pour au moins deux raisons : la sélection du filtre antirepliement et l'exactitude de représentation du signal. La sélection du filtre antirepliement est associée à l'exigence d'une fréquence d'échantillonnage au moins deux fois supérieure à la fréquence maximale du signal échantillonné. De même, l'exactitude de représentation du signal dépend aussi du choix de la fréquence d'échantillonnage : en général, plus cette fréquence est élevée, meilleure est la représentation. Dans les conditions anormales à surveiller (par exemple un défaut ou autre *perturbation*), le signal d'entrée peut contenir des fréquences comprises entre 0 et 400 Hz ; c'est pourquoi une fréquence d'échantillonnage de 960 points par seconde (16 points par cycle) est jugée adéquate pour le signal d'entrée.

En général, les événements dynamiques à surveiller sont les oscillations interrégionales, les oscillations locales intergroupes, les modes torsionnels d'éolienne, les modes de contrôle CCHT, les modes de contrôle d'excitatrice et les modes torsionnels de turbine à vapeur. Leur fréquence varie entre 0,1 et 20 Hz. Afin de reconstituer ces événements dynamiques, une fréquence d'échantillonnage d'au moins 30 points par seconde est nécessaire.

Justification de l'exigence E10

La synchronisation des données de surveillance des *perturbations* est essentielle pour l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses et dispersées géographiquement. Le temps universel coordonné (UTC) est un étalon de temps reconnu, établi à partir d'horloges atomiques, qui assure des mesures temporelles très précises. Toutes les données doivent être fournies au format de temps UTC, avec ou

sans décalage de l'heure locale exprimé par un nombre négatif (différence entre l'heure UTC et celle du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées).

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance. L'équipement qui sert à mesurer les grandeurs électriques doit être synchronisé à ± 2 ms ; cependant, la précision d'application de l'horodatage aux données elles-mêmes n'est pas imposée. Cette latitude s'explique par les délais inhérents à la mesure des grandeurs et des événements électriques (par exemple la fermeture d'un disjoncteur), à la transmission des mesures, aux algorithmes et aux techniques de calcul des mesures, etc.

Une précision de ± 2 ms de l'horloge interne des équipements de surveillance suffira pour produire des données synchronisées.

La synchronisation des données de surveillance des *perturbations* permet l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses dispersées géographiquement. Cette synchronisation doit s'appuyer sur un étalon de temps reconnu universellement.

L'étalon retenu est le temps universel coordonné (UTC), norme temporelle internationale établie à partir d'horloges atomiques offrant une précision de l'ordre de la fraction de seconde. Le décalage de l'heure locale, exprimé par un nombre négatif, représente la différence entre l'heure UTC et l'heure du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées.

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance.

La précision de synchronisation est spécifiée en réponse à la recommandation 12b de la section V (conclusions et recommandations) du rapport final du groupe de travail Canada–États-Unis, *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations* :

« Recommandation 12b : Les propriétaires d'installations doivent, en conformité avec les critères régionaux, mettre à niveau leurs enregistreurs dynamiques existants afin d'établir la synchronisation temporelle par GPS... »

Il est également indiqué, à la page 103 du rapport intérimaire du même groupe de travail, *Interim Report : Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada* :

« L'établissement d'une séquence précise et exacte des événements à l'origine de la panne était essentiel pour les autres volets de l'enquête. Une des principales difficultés rencontrées dans la reconstitution de cette séquence – bien que les données pertinentes à un événement aient été en partie horodatées – tenait au fait que des écarts de méthode d'horodatage existaient entre les diverses sources de données, et que tous les horodatages n'étaient pas synchronisés... »

À partir du rapport SP-6 *Synchronized Event Data Reporting* du NPCC (révision du 31 mars 2005), l'enquête du groupe de travail de rédaction a révélé que le signal d'horodatage des récepteurs GPS existants est caractérisé par une incertitude de l'ordre de la milliseconde, l'incertitude étant un descripteur quantitatif.

Justification de l'exigence E11

L'analyse d'une *perturbation* dans une zone étendue nécessite des données provenant de nombreux équipements et d'entités diverses. La normalisation du format interne et de la dénomination des fichiers de données permettra d'accélérer grandement l'analyse.

Le délai de 30 jours civils (ou davantage si le demandeur y consent) pour la transmission des données visées par

l'alinéa 11.2 représente un préavis raisonnable pour rassembler les données et procéder aux calculs ou aux mises en forme nécessaires, le cas échéant.

Les données doivent être récupérables pour une période de 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de leur enregistrement ; on peut donc compter en tout temps sur des données couvrant une période mobile de 10 jours civils. La demande de données est faite habituellement le jour même ou le lendemain d'un événement majeur pour lequel les données sont requises. Le fait de spécifier une période de 10 jours civils permet de limiter de façon raisonnable l'obligation de stockage des données, ainsi que de clarifier la durée de disponibilité des données sur laquelle l'entité demandeuse peut compter. Le demandeur doit être au fait de la limite de 10 jours imposée par l'alinéa 11.1 ; cette limite est justifiée par le fait que la conservation des données sur une période plus longue serait à la fois coûteuse et inutile.

Les données ECE doivent être fournies au format CSV avec encodage ASCII selon les indications de l'annexe 2. Si l'équipement ne peut pas produire directement ces données, un programme de conversion simple permettra d'obtenir ce format. Avec un format de données ainsi uniformisé, les outils logiciels pourront bien plus commodément analyser les données ECE relatives à un événement.

Cette exigence oblige les entités visées à fournir, à la demande du *coordonnateur de la fiabilité*, de l'entité régionale ou de la NERC, les données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et les données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5. Afin de faciliter l'analyse des *perturbations* dans le *BES*, il est important que le demandeur reçoive les données dans un délai raisonnable.

L'alinéa 11.2 de l'exigence E11 fixe à 30 jours civils le délai maximal de transmission des données. Il s'agit d'une période raisonnable pour rassembler les données et les soumettre au demandeur. L'entité peut demander une prolongation du délai de 30 jours ; si le demandeur est d'accord, l'entité doit alors fournir les données dans le délai ainsi prolongé.

L'alinéa 11.1 de l'exigence E11 fixe à 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de l'enregistrement, la période minimale de données récupérables. Compte tenu de la capacité de stockage de données des équipements actuels, une période de stockage de 10 jours civils est réaliste et raisonnable (soulignons que les entités visées doivent tenir compte des délais prévisibles dans la récupération des données, ce qui peut nécessiter une période de stockage de plus de 10 jours). À titre de clarification, supposons qu'un incident survienne le jour 1. Si la demande de données est faite le jour 6, les données devront être fournies au demandeur dans un délai de 30 jours civils après la demande, ou davantage si le demandeur accepte un délai plus long. Par contre, si la demande est faite le jour 11, le délai de conservation des données de 10 jours civils prescrit est dépassé, et l'entité ne serait pas en infraction si elle ne disposait plus des données demandées.

L'alinéa 11.3 de l'exigence E11 impose pour les données ECE un format CSV (valeurs séparées par des virgules) selon les indications de l'annexe 2. Il est nécessaire de normaliser le format des données, car la production de la séquence détaillée des événements d'une *perturbation* du *réseau* amène à combiner les données de plusieurs entités.

L'alinéa 11.4 de l'exigence E11 impose pour les données ED et EPD le format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, norme d'usage courant dans l'industrie. Il est nécessaire de normaliser le format des données, étant donné les nombreuses sources qui alimentent l'analyse détaillée de la *perturbation* du *réseau*. La plus récente révision de la norme COMTRADE (C37.111-2013) comporte une annexe qui décrit l'application de cette norme aux données de synchrophaseurs.

L'alinéa 11.5 de l'exigence E11 stipule que les fichiers de données ECE, ED et EPD doivent être nommés selon la norme IEEE C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, dont la première version a été approuvée en 2007. La panne générale du 14 août 2003 a donné lieu à la collecte

de milliers de fichiers de données d'enregistrement des défauts. Ces fichiers n'obéissant pas à des règles de dénomination communes, il s'est avéré difficile de discerner quels fichiers provenaient de quelle entité et de quels enregistreurs ; ce manque d'uniformité a compliqué grandement la tâche des enquêteurs. Par la suite, dans son rapport initial sur la panne, la NERC a souligné l'importance d'uniformiser la dénomination des fichiers, classant même ce besoin parmi ses dix principales recommandations.

Justification de l'exigence E12

Tout *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* qui possède des équipements servant à la collecte de données exigées en vertu de la norme doit remédier à toute perte de capacité de ces équipements dans un délai de 90 jours civils afin d'assurer une production de données adéquate pour les analyses d'événement. S'il est impossible de rétablir la surveillance des *perturbations* dans le délai précité (cycle budgétaire, équipes de maintenance, fournisseurs, temps d'indisponibilité nécessaire, etc.), l'entité doit soumettre un *plan d'actions correctives* visant à rétablir la capacité d'enregistrement de données. Le délai fixé dans ce plan dépendra de l'entité et du type de données en cause. La limite de 90 jours civils s'applique également dans les cas où la capacité d'enregistrement serait hors service pour cause de maintenance ou d'essais. Une indisponibilité d'un *élément* du *BES* surveillé n'est pas interprétée comme une perte de capacité de surveillance des *perturbations*.

Cette exigence demande aux *propriétaires d'installation de transport* ou aux *propriétaires d'installation de production* de veiller en permanence au bon fonctionnement des équipements de collecte de données ECE, ED et EPD pour les jeux de barres du *BES* et les *éléments* du *BES* désignés selon les exigences E1 et E5. Les propriétaires doivent rétablir la capacité de ces équipements dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une défaillance. Cette exigence tolère une proportion « raisonnable » de capacité hors service, celle-ci n'entraînant pas une insuffisance de données sur le *réseau*.

Par ailleurs, un délai de 90 jours civils est habituellement suffisant pour la réparation ou la maintenance. Cependant, comme il peut y avoir des situations où il est impossible de rétablir la capacité de collecte dans un délai de 90 jours civils, l'exigence stipule que, dans de tels cas, l'entité visée doit soumettre un *plan d'actions correctives* à l'entité régionale et mettre en œuvre ce plan. Ces mesures sont jugées appropriées pour assurer une collecte de données robuste et adéquate.

Justification de l'exigence E13

Le délai de trois années civiles suivant l'achèvement d'une réévaluation ou suivant la réception d'une notification envoyée par le *propriétaire d'installation de transport* ou le *coordonnateur de la fiabilité* est supérieur au délai de trois ans prévu dans le plan de mise en œuvre associé aux versions antérieures de la présente norme de fiabilité. Ce délai de trois années civiles concerne les *éléments* ajoutés à la liste à l'issue d'une réévaluation menée conformément à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ou à l'alinéa 5.4 de l'exigence E5. L'indication du délai dans l'exigence E13 maintient une visibilité quant au temps requis pour installer l'équipement de surveillance nécessaire à la collecte des données exigées.

L'exigence E13 exige du *propriétaire d'installation de transport* et du *propriétaire d'installation de production* qu'ils installent l'équipement de surveillance nécessaire à l'enregistrement des données exigées, dans les trois années civiles suivant l'achèvement d'une réévaluation ou suivant la réception d'une notification les informant que le *propriétaire d'installation de transport* ou le *coordonnateur de la fiabilité* a désigné de nouveaux *éléments* à l'issue d'une réévaluation menée conformément à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 ou à l'alinéa 5.4 de l'exigence E5.

Justification technique de la norme de fiabilité TOP-001-6

Avril 2021

TOP-001-6 – Opérations de transport

Justifications

Le texte de justification lié à l'élaboration de la norme TOP-001-3 dans le cadre du projet 2014-03 et la norme TOP-001-4 dans le cadre du projet 2016-01 est présenté ci-après. On trouvera de plus amples renseignements sur la page du projet [2014-03](#) et celle du projet [2016-01](#).

Justification de l'exigence E3

L'expression « physiquement impossibles » vise à couvrir les cas où un *exploitant de réseau de transport* ferait une demande impossible à satisfaire, par manque de connaissance du système en cause.

Justification de l'exigence E10

La nouvelle exigence E10 proposée est l'adaptation à la *zone d'exploitant de réseau de transport* de l'exigence E1 de la norme IRO-003-2 approuvée. Cette nouvelle exigence répond au paragraphe 60 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant les moyens de surveillance de l'*exploitant de réseau de transport*. La nouvelle exigence E11 vise les *responsables de l'équilibrage*. La surveillance de systèmes externes peut être réalisée au moyen de liaisons de données.

L'exigence révisée répond aux prescriptions concernant la surveillance par l'*exploitant de réseau de transport (TOP)* de certaines installations hors *BES* selon ce qui est nécessaire pour déterminer les dépassements de *limite d'exploitation du réseau (SOL)* (paragraphe 35 et 36 de l'ordonnance 817 de la FERC). L'exigence proposée correspond à l'exigence E4 de la norme IRO-002-4 approuvée (exigence E5 de la norme IRO-002-5 proposée), qui spécifie les responsabilités de surveillance du *coordonnateur de la fiabilité (RC)* pour la détermination des dépassements de limite *SOL*.

Cette exigence vise à assurer la surveillance de toutes les installations (du *BES* et hors *BES*) susceptibles d'avoir un effet négatif sur la fiabilité du *BES*. Dans les normes TOP et IRO sur la fiabilité, la surveillance consiste à observer l'état de fonctionnement et les valeurs d'exploitation en *temps réel* afin de maintenir la connaissance des conditions du réseau. Les installations qui sont nécessaires pour déterminer les dépassements de limite *SOL* doivent ou bien être désignées comme faisant partie du *BES*, ou bien être incorporées au système de surveillance si elles sont désignées par des études de planification et d'exploitation, par exemple l'*analyse de planification opérationnelle* prescrite par l'exigence E1 de la norme TOP-002-4 et par l'exigence E1 de la norme IRO-008-2. La SDT reconnaît qu'il n'est pas nécessaire

d'inclure dans le *BES* toutes les installations hors *BES* jugées nécessaires par un *TOP* pour ses besoins de surveillance.

Les installations hors *BES* que le *TOP* est tenu de surveiller se limitent à celles dont celui-ci a besoin pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*. Dans le cadre de leurs obligations fonctionnelles, les *TOP* réalisent diverses analyses et études qui pourraient mener à désigner des installations hors *BES* qu'il faut surveiller afin de déterminer les dépassements de limite *SOL*. En voici quelques exemples :

- les *analyses de planification opérationnelle* ;
- les *évaluations en temps réel* ;
- toute analyse effectuée par le *TOP* dans le cadre du traitement d'une exception au *BES* afin d'inclure une installation dans le *BES* ; et
- toute analyse pouvant être spécifiée dans le processus de coordination des retraits du *RC* et qui amène le *TOP* à désigner une installation hors *BES* qu'il faudrait surveiller temporairement afin de déterminer les dépassements de limite *SOL*.

L'exigence E1 de la norme TOP-003-3 stipule que le *TOP* doit établir un document de spécification qui doit contenir les données et les informations dont le *TOP* a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Ce document peut comprendre des données hors *BES* et des données de réseaux externes, selon ce que le *TOP* juge nécessaire.

L'exigence de la norme approuvée a été réécrite dans la norme proposée afin d'indiquer plus clairement les activités de surveillance qui doivent être effectuées.

Justification de l'exigence E13

La nouvelle exigence E13 répond aux paragraphes 55 et 60 de la proposition réglementaire concernant les responsabilités d'analyse en *temps réel* pour les *exploitants de réseau de transport* ; elle est recopiée de l'exigence E2 de la norme IRO-008-1 approuvée. Le *plan d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* indiquera comment effectuer l'*évaluation en temps réel*. Le *plan d'exploitation* devrait comporter des instructions sur la manière d'effectuer l'*analyse de planification opérationnelle* et l'*évaluation en temps réel*, avec des instructions détaillées et des exigences temporelles pour l'adaptation à des situations où des processus, des procédures et des logiciels d'automatisation ne seraient pas disponibles (s'ils sont utilisés). Les instructions données pourraient indiquer qu'aucune action n'est requise si les conditions du réseau n'ont pas changé notablement, et qu'on peut utiliser l'analyse des *contingences* ou les *évaluations en temps réel* précédentes dans une telle situation.

Justification de l'exigence E14

L'exigence E8 originale a été supprimée et les exigences E9 et E11 originales ont été révisées afin de répondre au paragraphe 42 de la proposition réglementaire, qui préconise de tenir compte de toutes les

limites *SOL* et non seulement d'un sous-ensemble de celles-ci. La SDT a rédigé un document de présentation technique sur les dépassements de limite *SOL*, qui explique ce qu'elle juge nécessaire dans un tel *plan d'exploitation*. Ces *plans d'exploitation* sont documentés à l'avance de l'horizon d'exploitation en *temps réel*, et peuvent être élaborés à partir de l'évaluation de la planification opérationnelle exigée par la norme TOP-002-4 proposée ou d'autres évaluations. Les *plans d'exploitation* devraient être étoffés par des directives d'exploitation temporaires qui décrivent des plans de prévention ou d'atténuation visant des situations particulières qui sont signalées au jour le jour par une *évaluation de la planification opérationnelle* ou une *évaluation en temps réel*. Le but recherché est que l'exploitant dispose d'un plan et de principes pour guider son action.

L'exigence E6 de la norme FAC-011-4 spécifie dans quelles conditions il y a dépassement de limite *SOL*, ce qui, pour certains *TOP*, se traduit vraisemblablement par un nombre plus élevé de dépassements de limite *SOL*. Ce nombre accru de dépassements pourrait alourdir le fardeau administratif des *répartiteurs* dans le cas des entités dont les journaux d'exploitation constituent la principale source de pièces justificatives de conformité. Il s'agirait d'une conséquence indésirable de l'interaction entre la nouvelle exigence E6 de la norme FAC-011-4 et l'exigence E14 existante de la norme TOP-001-4, qui stipule que « chaque exploitant de réseau de transport doit mettre à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer tout dépassement de limite *SOL* constaté dans le cadre de sa surveillance en *temps réel* ou de ses *évaluations en temps réel* ». Il se trouve que l'exigence E14 de la norme TOP-001-4 traite tous les dépassements de limite *SOL* de la même façon, sans faire de distinction quant à leur durée ou à leur degré de risque pour le *BES*.

Des préoccupations ont été soulevées par des membres de l'équipe de rédaction et divers observateurs quant aux conséquences pour les *répartiteurs en temps réel*, qui seraient contraints de mettre à exécution le *plan d'exploitation* pour chaque dépassement de limite *SOL* conformément à l'exigence E14 de la norme TOP-001-4, même dans le cas de dépassements jugés comme étant de courte durée et à faible risque, et atténuables assez rapidement. Les *répartiteurs* pourraient se retrouver accaparés par des tâches de documentation de conformité alors qu'ils devraient travailler prioritairement à exécuter le *plan d'exploitation* et à atténuer le dépassement de limite *SOL*.

La mesure M14 révisée de la norme TOP-001-6 répond à cette préoccupation en donnant d'autres exemples de pièces justificatives attestant la conformité, dont l'acquisition nécessite un degré moindre d'intervention humaine. Ces exemples, qui autorisent les *TOP* à utiliser d'autres types de pièces justificatives comme des journaux ou registres d'exploitation montrant l'atténuation de dépassements de limite *SOL* en combinaison avec des *plans d'exploitation*, sont importants, car ils confirment que la validation du succès d'une atténuation de dépassement de limite *SOL* constitue l'objet principal des pièces justificatives. Une atténuation réussie de dépassement de limite *SOL*, combinée à des *plans d'exploitation* préparés pour l'éventualité d'un dépassement de limite *SOL*, peut démontrer que le *TOP* a mis pleinement à exécution son *plan d'exploitation*. Par exemple, le fait de présenter des résultats d'estimateur d'état ou d'analyse de contingences en *temps réel* (avec heures de début et de fin du dépassement de limite *SOL*), en combinaison avec des *plans d'exploitation* précisant les rôles et

responsabilités respectifs du *TOP* et de son *RC* dans l'atténuation des dépassements de limite *SOL*, documenterait adéquatement l'atténuation du dépassement ainsi que le *plan d'exploitation* utilisé à cette fin. De telles pièces justificatives seraient suffisantes pour attester la conformité à l'exigence E14, et l'on réduit ou élimine ainsi le fardeau imposé aux *répartiteurs* de produire manuellement, par journalisation ou enregistrement d'actions, les pièces justificatives de conformité.

Ces *plans d'exploitation* peuvent être renforcés par une information plus détaillée – par exemple des stratégies ou des processus de commutation automatique ou programmée décrivant comment des commandes automatiques corrigent des dépassements de limite *SOL* – de manière à faire l'économie de la collecte d'autres pièces justificatives. L'intégration de politiques d'exploitation à un *plan d'exploitation* peut comprendre des manœuvres particulières (par exemple, la mise hors service d'une ligne de transport ou le débranchement d'un groupe de production lors d'un dépassement de limite *SOL* haute tension à faible risque) après la contingence, et est acceptable si les manœuvres sont incluses dans les protocoles d'exploitation et confirmées en temps réel. D'autres pièces, comme des journaux de contraintes prioritaires, pourraient documenter les moyens pris pour atténuer certains dépassements de limite *SOL* thermique grâce à des algorithmes de réaffectation qui modifient les consignes de répartition pour les groupes de production afin d'alléger la contrainte.

D'autres pièces justificatives, enfin, peuvent comprendre certains des protocoles d'exploitation communs entre un *TOP* et un *RC* dans le cadre du *plan d'exploitation* ; ils peuvent être pertinents dans des cas où le *TOP* et le *RC* conviennent de prendre chacun certaines mesures préétablies ou de partager des informations. Par exemple, si un *RC* a dû recourir à une réaffectation manuelle auprès d'un *exploitant d'installation de production* lorsqu'une contrainte prioritaire appliquée par le *TOP* se révèle insuffisante (par exemple, trop lente), le *TOP* peut utiliser des journaux fournis par le *RC* comme pièces justificatives de conformité si le *RC* et le *TOP* ont convenu de partager une telle information. En outre, l'utilisation de ces protocoles d'exploitation communs comme pièces justificatives s'applique à des situations et à des conditions d'exploitation dans lesquelles le *RC* met à exécution un *plan d'exploitation* pour le compte du *TOP*, en vertu de ces protocoles d'exploitation communs. Dans ces situations, les mesures préétablies prises par le *TOP* et le *RC* dans le cadre de leurs protocoles d'exploitation communs pourrait permettre au *TOP* d'utiliser les journaux de contraintes prioritaires du *RC* comme pièces justificatives de conformité.

Justification de l'exigence E15

Les éclaircissements de la norme FAC-011-4 révisée sur ce qui constitue un dépassement de limite *SOL* peuvent se traduire par une augmentation, dans certains cas, du nombre de dépassements, et donc des communications requises selon l'exigence E15 de la norme TOP-001-4 (ainsi que les exigences E5 et E6 de la norme IRO-008-2), qui stipule que « chaque *exploitant de réseau de transport* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité* après qu'une limite *SOL* a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le *réseau* respecte de nouveau cette limite ».

Des préoccupations ont été soulevées quant à l'alourdissement de la tâche des *répartiteurs* qui se trouveraient tenus de communiquer chaque dépassement de limite *SOL*, y compris ceux jugés de courte durée (par exemple, moins de 15 ou de 30 minutes). Un lourd fardeau additionnel serait alors imposé aux entités qui historiquement effectuaient des *RTA* plus fréquemment que l'intervalle requis de 30 minutes. L'exigence E7 de la norme FAC-011-4 proposée répond à ces préoccupations en demandant au *RC* d'inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* une démarche axée sur le degré de risque pour établir comment les dépassements de limite *SOL* constatés dans le cadre de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* doivent être communiqués, et si oui, selon quel degré de priorité. Cela permettra d'assurer l'uniformité, à l'intérieur de la zone d'un *RC*, entre le *RC* et ses *TOP*.

L'ajout de la mention « conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL* » vise à mettre en concordance les exigences de notification de l'exigence E15 de la norme TOP-001-5 avec les dispositions de l'exigence E7 de la norme FAC-011-4 concernant la communication des dépassements de limite *SOL*. Par exemple, la méthode d'établissement des limites *SOL* pourrait indiquer que le fait qu'un *RC* et un *TOP* partagent leurs informations de surveillance en temps réel et d'analyse des contingences en temps réel aurait pour effet d'assurer des communications claires et de fournir des indications en temps réel quant au moment où surviennent les dépassements de limite *SOL* et où ceux-ci sont atténués, répondant ainsi à l'exigence de la norme. Cette communication pourrait aller d'un simple partage entre le *RC* et le *TOP* par liaison ICCP des résultats de surveillance en temps réel et d'analyse des contingences en temps réel, jusqu'à des communications directes entre répartiteurs.

Justification des exigences E16 et E17

Ces exigences répondent à la recommandation 3 du rapport IERP (*Independent Experts Review Project*) sur les pouvoirs.

Justification de l'exigence E18

Déplacé de l'exigence E10 de la norme IRO-005-3.1a approuvée. Le *fournisseur de services de transport*, le *distributeur*, le *responsable de l'approvisionnement*, l'*exploitant d'installation de production* et le *négociant* sont supprimés de l'exigence, car ces entités recevront des instructions sur les limites qui leur seront transmises par les entités responsables indiquées dans l'exigence. Il est à noter que les limites calculées ont été remplacées par les limites *SOL*, par souci de clarté et de précision. Les limites *SOL* englobent les limites de tension, de *stabilité* et thermiques, et représentent donc le paramètre le plus contraignant.

Justification des exigences E19 et E20 (E19, E20, E22 et E23 dans la norme TOP-001-4)

[Note : L'exigence E19 fait l'objet d'une proposition de retrait dans le cadre du projet 2018-03 sur les retraits liés à l'exercice d'harmonisation des normes.]

Les changements proposés répondent aux prescriptions concernant la redondance et la diversité d'acheminement des moyens d'échange de données (alinéa 47 de l'ordonnance 817 de la FERC).

Les moyens d'échange de données redondants et à acheminement diversifié sont constitués de composants d'infrastructure d'échange de données (par exemple les commutateurs, les routeurs, les serveurs, les alimentations électriques ainsi que le câblage de réseau et les trajets de communication entre ces composants situés dans le *centre de contrôle* principal et servant aux échanges de données d'exploitation du réseau) qui assurent un fonctionnement ininterrompu malgré une panne ou défectuosité d'un composant situé dans le *centre de contrôle* principal de l'*exploitant de réseau de transport (TOP)*. Lorsque des moyens d'échange de données redondants et à acheminement diversifié sont en place, l'infrastructure d'échange de données du *centre de contrôle* principal ne comporte aucun point de défaillance unique susceptible d'interrompre le flux de données en temps réel. L'exigence E20 n'oblige pas à intégrer aux moyens d'échange de données des mécanismes de permutation automatique ou instantanée en cas de panne. La redondance et la diversité d'acheminement peuvent être réalisées de diverses façons, selon la configuration de l'infrastructure ou des équipements à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *TOP*.

L'exigence de redondance répond à l'objectif de fiabilité d'assurer une fonctionnalité d'échange de données ininterrompue en cas d'indisponibilité, de maintenance ou d'essais dans l'infrastructure d'échange de données. Pour les périodes d'indisponibilité planifiée ou imprévue d'équipements d'échange de données, les exigences proposées ne demandent pas de prévoir des composants supplémentaires redondants uniquement pour assurer la redondance dans de telles circonstances.

Les infrastructures qui ne sont pas situées à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *TOP* ne sont pas visées par l'exigence proposée.

Justification de l'exigence E21

L'exigence proposée met en œuvre les prescriptions de l'alinéa 51 de l'ordonnance 817 de la FERC concernant la mise à l'essai des moyens d'échange de données utilisés dans les *centres de contrôle* principaux.

Un essai de redondance des fonctionnalités vise à confirmer que les moyens d'échange de données demeureront opérationnels malgré une défectuosité ou une panne d'un de leurs composants (par exemple un commutateur, un routeur, un serveur, une alimentation électrique, ainsi que le câblage de réseau et tout trajet de communication entre ces composants situés dans le *centre de contrôle* principal et servant aux échanges de données d'exploitation du réseau). Les pratiques d'essai d'une entité devront, à la longue, tenir compte des divers modes de défaillance des moyens d'échange de données. Lorsqu'un événement survenu en service permet de confirmer la redondance d'une fonctionnalité, on peut considérer que cet événement équivaut à un essai aux fins de l'exigence proposée.

Justification des exigences E22 et E23

[Note : Proposition de retrait de l'exigence E22 dans la cadre du projet 2018-03 Standards Efficiency Review Retirements.]

Les changements proposés répondent aux prescriptions concernant la redondance et la diversité d'acheminement des moyens d'échange de données (alinéa 47 de l'ordonnance 817 de la FERC).

Les moyens d'échange de données redondants et à acheminement diversifié sont constitués de composants d'infrastructure d'échange de données (par exemple les commutateurs, les routeurs, les serveurs, les alimentations électriques ainsi que le câblage de réseau et les trajets de communication entre ces composants situés dans le *centre de contrôle* principal et servant aux échanges de données d'exploitation du réseau) qui assurent un fonctionnement ininterrompu malgré une panne ou défectuosité d'un composant situé dans le *centre de contrôle* principal du *responsable de l'équilibrage (BA)*. Si des moyens d'échange de données redondants et à acheminement diversifié sont en place, l'infrastructure d'échange de données du *centre de contrôle* principal ne comporte aucun point de défaillance unique susceptible d'interrompre le flux de données en temps réel. L'exigence E23 n'oblige pas à intégrer aux moyens d'échange de données des mécanismes de permutation automatique ou instantanée en cas de panne. La redondance et la diversité d'acheminement peuvent être réalisées de diverses façons, selon la configuration de l'infrastructure ou des équipements à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *BA*.

L'exigence de redondance répond à l'objectif de fiabilité d'assurer une fonctionnalité d'échange de données ininterrompue en cas d'indisponibilité, de maintenance ou d'essais dans l'infrastructure d'échange de données. Pour les périodes d'indisponibilité planifiée ou imprévue d'équipements d'échange de données, les exigences proposées ne demandent pas de prévoir des composants supplémentaires redondants uniquement pour assurer la redondance dans de telles circonstances.

Les infrastructures qui ne sont pas situées à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *BA* ne sont pas visées par l'exigence proposée.

Justification de l'exigence E24

L'exigence *proposée* met en œuvre les prescriptions de l'alinéa 51 de l'ordonnance 817 de la FERC concernant la mise à l'essai des moyens d'échange de données utilisés dans les *centres de contrôle* principaux.

Un essai de redondance des fonctionnalités vise à confirmer que les moyens d'échange de données demeureront opérationnels malgré une défectuosité ou une panne d'un de leurs composants (par exemple un commutateur, un routeur, un serveur, une alimentation électrique, ainsi que le câblage de réseau et tout trajet de communication entre ces composants situés dans le *centre de contrôle* principal et servant aux échanges de données d'exploitation du réseau). Les pratiques d'essai d'une entité devront, à la longue, tenir compte des divers modes de défaillance des moyens d'échange de données. Lorsqu'un événement survenu en service permet de confirmer la redondance d'une fonctionnalité, on peut considérer que cet événement équivaut à un essai aux fins de l'exigence proposée.

Justification de l'exigence E25

L'ajout de l'exigence E25 vise à mettre en concordance les activités d'*évaluation en temps réel*, de surveillance en *temps réel* et d'*analyse de planification opérationnelle* avec la méthode d'établissement des limites *SOL* du RC. Cette exigence fait en sorte que les marches à suivre et les encadrements relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL* soient utilisés pendant ces activités (contingences utilisées, critères de stabilité, cadres de comportement, etc.) pour déterminer les dépassements de limite *SOL*.