

« *Technical Rationale for TPL-001-5* »
(Justification technique)
(version française)

NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC
RELIABILITY CORPORATION

Projet 2015-10

Justification technique de la norme de
fiabilité TPL-001-5

Octobre 2018

FIABILITÉ | RÉSILIENCE | SÉCURITÉ



3353 Peachtree Road NE
Suite 600, North Tower
Atlanta, GA 30326
404-446-2560 | www.nerc.com

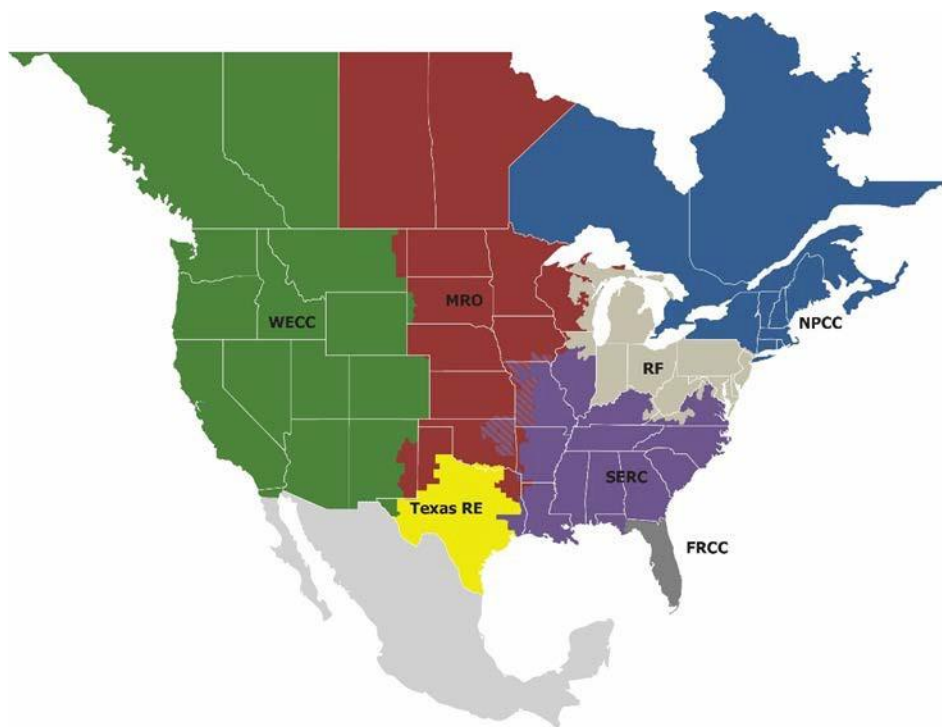
Table des matières

Préface	iii
Sommaire	iv
Concepts clés énoncés dans l’ordonnance 754 de la FERC	iv
Concepts clés énoncés dans l’ordonnance 786 de la FERC	iv
Sommaire des révisions proposées	iv
Introduction	1
Contexte	1
Ordonnance 754 de la FERC	1
Ordonnance 786 de la FERC	1
Section 1 : Points de défaillance uniques dans les systèmes de protection (ordonnance 754 de la FERC)	1
Avis de la NERC	1
Ordonnance 754 de la FERC	1
Conférence technique de la FERC	1
Rapport conjoint SPCS-SAMS	1
Révisions à la norme TPL-001-4	2
Points de défaillance uniques – Événements de planification de catégorie P5	2
Note 13 du tableau 1	5
Distinction entre les événements de planification de catégories P4 et P5	11
Événements extrêmes 2e à 2h à la colonne Stabilité du tableau 1	12
Alinéas 3.2 et 3.5 de l’exigence E3 et alinéas 4.2 et 4.5 de l’exigence E4	13
Section 2 : Prescriptions de l’ordonnance 786 de la FERC	14
Contexte	14
Paragraphe 40 de l’ordonnance 786 de la FERC : Indisponibilités pour maintenance dans l’horizon de planification	14
Recommandations du livre blanc du SAMS	14
Révisions à la norme TPL-001-4	15
Alinéas 2.1.4 et 2.4.4 de l’exigence E2	15
Paragraphe 89 de l’ordonnance 786 de la FERC : Évaluation dynamique des indisponibilités d’équipements critiques à long délai de livraison	17
Recommandations du livre blanc du SAMS	17
Révisions à la norme TPL-001-4	18
Alinéa 2.4.5 de l’exigence E2	18
Section 3 : Applicabilité	20

Préface

L'organisme de fiabilité électrique (ERO), qui regroupe la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et les sept entités régionales, veille à maximiser la fiabilité et la sécurité du *système électrique interconnecté (BPS)* de l'Amérique du Nord. Nous travaillons en permanence à réduire de manière efficace et efficiente les risques pour la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.

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



FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
MRO	Midwest Reliability Organization
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
RF	ReliabilityFirst
SERC	SERC Reliability Corporation
Texas RE	Texas Reliability Entity
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Sommaire

La présente justification technique expose le contexte et la justification des révisions proposées à la norme de fiabilité TPL-001-4 de la NERC. Celles-ci concernent les problèmes de fiabilité associés à l'étude des points de défaillance uniques (SPF) dans les *systèmes de protection* qui ont été soulevés dans l'[ordonnance 754 de la FERC](#) et dans les prescriptions de l'[ordonnance 786 de la FERC](#) qui portent sur les indisponibilités planifiées pour la maintenance et sur l'analyse de stabilité pour la stratégie en matière d'équipement de rechange. Les révisions proposent également de remplacer les références aux normes de fiabilité MOD-010 et MOD-012 par une référence à la norme MOD-032.

Concepts clés énoncés dans l'ordonnance 754 de la FERC

L'équipe de rédaction (SDT) a considéré les recommandations de modification à la *norme de fiabilité* TPL-001-4 formulées dans le rapport conjoint du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) et du sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) intitulé [Order No. 754 Assessment of Protection System Single Points of Failure Based on the Section 1600 Data Request](#) ainsi que dans le dépôt d'information présenté par la NERC à la FERC en réponse à l'ordonnance 754, soit le document intitulé [Informational Filing of the North American Electric Reliability Corporation in Response to Order No. 754](#). Au tableau 1 – Comportement en régime permanent et en stabilité – Événements de planification, l'événement de catégorie P5 consiste en l'*élimination retardée d'un défaut* due à la défaillance d'un composant non redondant de *système de protection*. Au tableau 1 – Comportement en régime permanent et en stabilité – Événements extrêmes, on distingue la défaillance d'un disjoncteur de celle d'un composant non redondant de *système de protection*. La SDT reconnaît que la chronologie et le délai de l'intervention du *système de protection* qui entraîne l'*élimination retardée d'un défaut* peuvent s'avérer bien différents selon les causalités et qu'il y a lieu de faire une distinction entre la gravité d'un défaut et les conséquences acceptables d'une défaillance d'un composant non redondant de *système de protection*. La note 13 du tableau 1 – Comportement en régime permanent et en stabilité – Notes du tableau décrit les composants non redondants de *système de protection* à prendre en compte lors de la simulation des événements de planification de catégorie P5 et des événements extrêmes pour l'analyse de stabilité.

Concepts clés énoncés dans l'ordonnance 786 de la FERC

La SDT a examiné les préoccupations suivantes formulées par la FERC : les indisponibilités d'installations importantes qui durent moins de six mois pourraient être omises lors de la planification ; les catégories P3 et P6 ne tiennent pas suffisamment compte des indisponibilités planifiées pour la maintenance ; l'*horizon de planification du transport à court terme* requiert des évaluations annuelles pour l'*année un* ou l'*année deux* et pour l'*année cinq* ; et les indisponibilités connues d'installations qui sont programmées pour durer moins de six mois devraient être prises en compte, pourvu que l'on puisse programmer leur début et leur durée à l'intérieur de l'horizon de planification. La SDT propose d'éliminer le passage de l'exigence E1 qui porte sur les indisponibilités connues d'une durée d'au moins six mois et de déplacer le passage sur les indisponibilités connues de cette exigence (qui traite de ce que doivent représenter les modèles de *réseau*) aux alinéas 2.1 et 2.4 de l'exigence E2 (qui exigent l'étude et l'évaluation de ces indisponibilités). Elle propose également l'ajout de l'obligation de documenter toute procédure de coordination des retraits ou la justification technique à l'appui de la sélection des indisponibilités connues à étudier. Elle propose aussi l'inclusion d'une évaluation de la stabilité pour l'équipement à long délai de livraison pour lequel il n'y a pas d'équipement de rechange.

Sommaire des révisions proposées

- Exigence E1 – Remplacement des normes mentionnées par la norme MOD-032-1.

- Exigence E1, alinéa 1.1.2 – Élimination complète de l'alinéa.
- Exigence E2, alinéa 2.1.4 – Ajout des conditions à modéliser pour l'analyse en régime permanent des événements de catégories P0 et P1 pour les indisponibilités connues.
- Exigence E2, alinéa 2.4.4 – Ajout des conditions à modéliser pour l'analyse de stabilité des événements de catégorie P1 pour les indisponibilités connues.
- Exigence E2, alinéa 2.4.5 – Ajout de l'obligation d'effectuer une analyse de stabilité pour l'indisponibilité de l'équipement à long délai de livraison.
- Exigence E3, alinéa 3.2 – Modification apportée aux fins de conformité pour incorporer la dernière phrase de l'alinéa 3.5.
- Exigence E4, alinéa 4.2 – Modification apportée aux fins de conformité pour incorporer la dernière phrase de l'alinéa 4.5.
- Tableau 1 – Événements de planification – Inclusion du point de défaillance unique (SPF) dans l'événement de catégorie P5
- Tableau 1 – Événements extrêmes – colonne Stabilité – Modification apportée pour distinguer un SPF d'un disjoncteur bloqué.
- Tableau 1 – Note 13 – Précisions sur les SPF à prendre en compte.

Introduction

Les révisions proposées à la *norme de fiabilité* TPL-001-4 (Critères de comportement pour la planification du réseau de transport) de la NERC concernent les problèmes de fiabilité soulevés dans l'[ordonnance 754 de la FERC](#)¹ et les directives de modification de norme énoncées dans l'[ordonnance 786 de la FERC](#).² La *norme de fiabilité* TPL-001-5 proposée révisé la norme TPL-001 afin de tenir compte des risques pour la fiabilité que présentent les points de défaillance uniques (SPF) dans les *systèmes de protection*.

Contexte

Ordonnance 754 de la FERC

Dans son ordonnance 754, la FERC a demandé à la NERC d'étudier le risque pour la fiabilité associé aux SPF dans les *systèmes de protection*. À l'issue d'une conférence technique de la NERC où l'on a discuté des risques et des préoccupations associés aux SPF, le sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) et le sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) de la NERC ont mené une évaluation des SPF dans les *systèmes de protection* en réponse à l'ordonnance 754 de la FERC, y compris une analyse des données recueillies en réponse à une demande de données ou d'information conformément à la section 1600 des règles de procédure de la NERC. Le rapport rédigé conjointement par le SPCS et le SAMS (ci-après appelé « rapport SPCS-SAMS »), intitulé [Order No. 754 Assessment of Protection System Single Points of Failure Based on the Section 1600 Data Request](#), ainsi que l'information déposée par la NERC auprès de la FERC en réponse à l'ordonnance 754, soit le document intitulé [Informational filing of the North American Electric Reliability Corporation in Response to Order No. 754](#), présentent un exposé de fond sur les risques pour la fiabilité associés aux SPF.

L'équipe de rédaction (SDT) a examiné avec attention les recommandations formulées dans le rapport SPCS-SAMS, en comprenant que celui-ci visait à déterminer s'il existait ou non une menace pour la fiabilité qui exigerait de la NERC qu'elle se penche sur l'étude de SPF dans les *systèmes de protection*. Ces recommandations ont mené directement à la création du projet 2015-10. La SDT se devait toutefois d'examiner ces recommandations et de les traduire en exigences dans la *norme de fiabilité* TPL-001-5 proposée qui permettraient aux *coordonnateurs de la planification* et aux *planificateurs de réseau de transport* chargés des *évaluations de la planification* annuelles du réseau de transport (TPL) de tenir adéquatement compte du risque pour la fiabilité que posent les SPF dans les *systèmes de protection*.

Ordonnance 786 de la FERC

Dans son ordonnance 786, la FERC a demandé à la NERC de régler deux questions. La première concerne le critère de durée minimale d'indisponibilité de six mois, qui pourrait exclure, des évaluations de la planification, des indisponibilités planifiées pour la maintenance d'installations importantes. La FERC a demandé à la NERC de modifier la norme TPL-001-4 pour régler cette question. La seconde question porte sur le manque de clarté à propos de l'évaluation dynamique des indisponibilités d'équipement critique à long délai de livraison ; cette évaluation devrait être harmonisée avec la stratégie de l'entité en matière d'équipement de rechange. La FERC a demandé à la NERC de se pencher sur cette question lors de la prochaine révision de la norme TPL-001-4. Le SAMS a rédigé un [livre blanc](#) qui documente l'analyse technique qu'il a

1. Ordonnance n° 754, Interpretation of Transmission Planning Reliability Standard, 136 FERC ¶ 61,186 (2011) (« ordonnance 754 »).

2. Ordonnance n° 786, Transmission Planning Reliability Standards, 145 FERC ¶ 61,051 (2013) (« ordonnance 786 »).

réalisée en vue de respecter les deux prescriptions de l'ordonnance 786 de la FERC. Le livre blanc présente un exposé de fond sur ces prescriptions.

Section 1 : Points de défaillance uniques dans les systèmes de protection (ordonnance 754 de la FERC)

Avis de la NERC

Le 30 mars 2009, la NERC a publié un rapport³ informant l'industrie qu'un point de défaillance unique (SPF) avait occasionné trois perturbations importantes du réseau en cinq ans.

Dans ce rapport, on demandait aux *propriétaires d'installation de transport*, aux *propriétaires d'installation de production* et aux *distributeurs* qui détiennent des *systèmes de protection* installés sur le *système de production-transport d'électricité (BES)* de s'assurer que tout SPF repéré dans leurs *systèmes de protection* lors des évaluations périodiques du réseau ne risque pas de transformer des contingences simples survenant sur le réseau de transport en événements plus graves, voire extrêmes.

On leur a également demandé d'entreprendre la préparation d'une estimation des ressources à mobiliser en vue d'examiner les SPF dans leurs *systèmes de protection*, de reconfigurer ceux-ci pour en tenir compte et d'établir un calendrier de retrait et de construction réaliste.

Ordonnance 754 de la FERC

Au paragraphe 20 de son ordonnance 754, la FERC a demandé à la NERC de présenter, dans les six mois suivant la publication de cette décision finale, un document d'information qui expliquerait s'il y a d'autres problèmes à régler concernant les systèmes de protection et qui préciserait, le cas échéant, le forum et le processus à utiliser pour les régler ainsi que l'ordre de priorité à leur accorder relativement aux autres initiatives prévues par la NERC en matière de fiabilité.

Conférence technique de la FERC

Une conférence technique de la FERC à propos de l'ordonnance 754, intitulée Staff Meeting on Single Points of Failure on Protection Systems, a eu lieu les 24 et 25 octobre 2011 au siège social de la FERC, à Washington (D.C.).

Les préoccupations exprimées par les participants relativement aux SPF sont regroupées en quatre points faisant consensus :

- Les considérations liées à l'évaluation des SPF concernent le comportement plutôt que la redondance complète.
- Les normes approuvées qui sont en vigueur traitent de l'évaluation des SPF.
- Les évaluations de SPF dans les systèmes de protection primaires non redondants (y compris les systèmes de relève) doivent être suffisamment exhaustives.
- Le manque d'exhaustivité de ces évaluations représente un enjeu en matière de fiabilité.

Rapport conjoint SPCS-SAMS

L'une des recommandations issues de la conférence technique de la FERC est que la NERC entreprenne une collecte de données dans le but de constituer une assise fondée sur un large éventail de faits qui pourrait faciliter l'évaluation des risques pour la fiabilité posés par les SPF. Le 16 août 2012, le Conseil d'administration de la NERC a approuvé la demande de données ou

3. [Industry Advisory: Single Point of Failure](http://www.nerc.com/files/Final_Order_754_Informational_Filing_3-15-12_complete.pdf) (http://www.nerc.com/files/Final_Order_754_Informational_Filing_3-15-12_complete.pdf)

Section 1 : Points de défaillance uniques dans les systèmes de protection (ordonnance 754 de la FERC)

d'information adressée conformément à la section 1600 des règles de procédure de la NERC (« demande de données selon l'ordonnance 754 »).

En septembre 2015, le SPCS et le SAMS ont publié un rapport conjoint adressé aux comités de planification et d'exploitation de la NERC qui résumait l'information recueillie en réponse à cette demande de données. L'évaluation confirmait l'existence d'un risque pour la fiabilité associé aux SPF dans les *systèmes de protection* qui justifie l'adoption de mesures supplémentaires.

Afin de limiter ce risque, le SPCS et le SAMS ont envisagé plusieurs options et conclu que celle qui répondrait le plus adéquatement aux prescriptions de l'ordonnance 754 de la FERC tout en maximisant la fiabilité des *systèmes de protection* consisterait à réviser la norme de fiabilité TPL-001-4 (Critères de comportement pour la planification du réseau de transport) au moyen du processus d'élaboration des normes de la NERC.

La SDT a examiné attentivement les recommandations formulées dans le rapport SPCS-SAMS, comme le précise le projet 2015-10 – Points de défaillance uniques – Demande d'autorisation de norme (SAR). Elle se devait toutefois d'examiner ces recommandations et de les traduire en exigences dans la norme de fiabilité TPL-001-5 proposée qui seraient pertinentes pour les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* chargés des *évaluations de la planification* annuelles du réseau de transport. La section suivante résume ces recommandations ainsi que la façon dont la SDT du projet 2015-10 les a intégrées dans la norme TPL-001-5.

Révisions à la norme TPL-001-4

Points de défaillance uniques – Événements de planification de catégorie P5

Selon le rapport SPCS-SAMS, « l'analyse des données démontre l'existence d'un risque pour la fiabilité associé aux points de défaillance uniques dans les systèmes de protection qui justifie l'adoption de mesures supplémentaires. Elle montre qu'un tel risque n'est pas endémique et que les cas d'exposition à un point de défaillance unique sont moins fréquents dans les systèmes à haute tension. Ce risque est toutefois jugé assez important pour justifier l'adoption de mesures supplémentaires. Il est recommandé d'effectuer une analyse des risques pour repérer les systèmes de protection qui constituent une préoccupation (c.-à-d. pour cerner les points du *BES* où des déclenchements en cascade risquent d'être provoqués si un système de protection comporte un point de défaillance unique). »

Les modifications apportées à la description des événements de planification de catégorie P5 et à la note 13 du tableau 1 devraient être harmonisées. La SDT a modifié cette note de sorte à intégrer les recommandations du rapport SPCS-SAMS qui concernent les événements de catégorie P5 afin de tenir compte des SPF préoccupants ; la note engloberait plus de composants que les seuls relais indiqués dans la note de la norme TPL-001-4. La note 13 décrit les composants non redondants de *système de protection* à prendre en compte dans la simulation des événements de catégorie P5. Elle fait l'objet d'une discussion plus complète ci-dessous.

Un événement de catégorie P5 est défini au tableau 1 comme une *contingence* où survient un défaut monophasé à la terre (1ØT) et où l'*élimination retardée d'un défaut* se produit en raison de la défaillance du *système de protection* censé protéger l'*élément* en défaut. Habituellement, les deux aspects les plus importants d'un tel événement qui influent sur la simulation sont : l'amplitude du courant de défaut monophasé à la terre et le mode de défaillance du *système de protection* qui entraîne l'*élimination retardée d'un défaut*. Ce mode revêt une importance particulière, puisqu'il rend l'événement de catégorie P5 distinctif. Le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification* doivent connaître le moment où le *système de*

Section 1 : Points de défaillance uniques dans les systèmes de protection (ordonnance 754 de la FERC)

protection retire des *éléments* du service ainsi que leur ordre de retrait durant l'isolement du défaut. Par définition, l'*élimination normale d'un défaut* ne devrait pas survenir lors de la simulation d'une défaillance de composant non redondant de *système de protection* ; l'événement est jugé comme étant de catégorie P5 si un *système de protection* installé qui fonctionne correctement n'intervient pas dans le délai prévu normalement pour éliminer le défaut monophasé à la terre. Par conséquent, la défaillance d'un composant non redondant de *système de protection* entraîne l'*élimination retardée d'un défaut*. Cela signifie que le *système de protection* de relève a réagi correctement, et ce, dans le délai intentionnel, avant l'élimination du défaut. De plus, l'intervention du *système de protection* pour éliminer l'*élément* en défaut pourrait donner lieu à d'importantes différences dans la configuration finale du *réseau*. Par exemple, l'intervention du *système de protection* de relève pourrait retirer du service un nombre plus important d'*éléments* du *réseau* (cette action concorde avec l'*élimination retardée d'un défaut*) que ce à quoi on pourrait s'attendre lors de l'action du *système de protection* primaire pour assurer l'*élimination normale d'un défaut*. Pour simuler adéquatement un événement de catégorie P5, il est impératif de connaître les délais d'intervention attendus du *système de protection*.

Il y a lieu de croire que les *plans d'actions correctives* les plus économiques à mettre en place pour remédier à un comportement inacceptable du réseau en cas d'événement de catégorie P5 consisteraient probablement à ajouter une redondance dans les composants de *système de protection* indiqués à la note 13. Les changements apportés pour assurer cette redondance devraient aussi réduire le nombre de composants non redondants à considérer dans l'évaluation du comportement du *réseau* résultant de la simulation des événements extrêmes 2e à 2h, voire les éliminer. Ces changements pourraient donc atténuer de nombreuses préoccupations.

Éclaircissement : Au lieu de traiter les points de défaillance uniques dans la norme TPL-001, pourquoi ne pas créer une norme de fiabilité à cette fin ?

Dans le cadre des discussions sur les points à recommander dans le rapport SPCS-SAMS, on a examiné l'option de créer une norme de fiabilité qui traitertrait spécifiquement des points de défaillance uniques (SPF) dans les *systèmes de protection*. On a également envisagé la création d'une norme sur la planification du réseau de transport (TPL) qui encadrerait les études relatives à la planification et à l'évaluation de la planification ainsi que d'une norme sur le contrôle et la production du réseau qui traiterait de la redondance dans les *systèmes de protection*. On s'est finalement entendu pour recommander d'axer les efforts sur la simulation et l'évaluation d'études sur le réseau de *transport* en tenant compte des composants non redondants de *système de protection*, au lieu d'exiger un niveau de redondance donné dans un ensemble varié d'équipements et de services d'électricité en Amérique du Nord. Le rapport SPCS-SAM a mené à la formation de la SDT du projet 2015-10.

Il faut souligner que les modifications apportées à la définition d'un événement de catégorie P5 au tableau 1 de la norme TPL-001-5, aux éléments de la colonne Stabilité de la portion Événements extrêmes du tableau ainsi qu'à la note 13 n'établissent ni n'exigent de niveau de redondance particulier pour les *systèmes de protection*. C'est tout le contraire : ces modifications demandent aux entités de planification d'examiner les composants non redondants des *systèmes de protection* dans leurs *réseaux* respectifs, de réaliser les études appropriées, et d'évaluer l'impact potentiel de ces SFP sur leur aptitude à satisfaire aux critères de comportement de *réseau* définis au tableau 1, compte tenu de l'*élimination retardée d'un défaut*. Même si la norme TPL-001-5 ne requiert pas de redondance, elle exige la prise en compte de certains composants non redondants de *système de protection* dans les *évaluations de la planification* annuelles.

Éclaircissement : Pourquoi est-il important de tenir compte de la durée du défaut pour un événement de catégorie P5 ?

Un *système de protection* est conçu pour isoler l'équipement en défaut dans un certain délai après que le défaut se soit produit. Lorsqu'un *système de protection* ne réagit pas correctement ou n'isole pas l'équipement en défaut dans le délai auquel on s'attendrait normalement, les fonctions de protection de relève doivent intervenir pour éliminer le défaut. La SDT reconnaît que les *systèmes de protection* utilisés aux fins de protection de relève sont conçus pour réagir avec un délai intentionnel qui permet à la protection primaire d'intervenir en premier, selon la définition d'un événement de catégorie P5 au tableau 1, qui se caractérise par l'*élimination retardée d'un défaut*. La SDT comprend que l'ordre d'apparition d'une défaillance de composant non redondant de *système de protection*, sa cause et son mode entraînent l'*élimination retardée d'un défaut* due à l'intervention de la protection de relève, qu'elle soit locale (ex. : non-fonctionnement d'un disjoncteur) ou distante (ex. : mise hors service d'un terminal d'extrémité distante par une protection de zone de relève). Elle est d'avis que la définition existante des termes « *élimination normale d'un défaut* » et « *élimination retardée d'un défaut* » convient pour les événements de catégorie P5 au tableau 1 ainsi que pour la note 13 du tableau de la norme TPL-001-5 proposée.

Éclaircissement : Quelle est la différence entre une approche descendante et une approche ascendante pour la simulation des événements de catégorie P5 ?

En vue de simuler les événements de catégorie P5 et d'analyser les résultats de leur évaluation, les entités de planification ont à leur disposition deux approches communes qu'elles peuvent adopter pour la portion « analyse de *stabilité* » des simulations. Dans la première approche, qu'on appellera « approche descendante », on établit d'abord les délais d'élimination critiques dans une topologie de *réseau* comportant des défauts monophasés à la terre. Une fois ces délais établis, l'entité de planification collabore avec le personnel chargé de la protection du *réseau* pour évaluer si le *système de protection* installé peut satisfaire au critère de comportement. L'un des avantages de cette approche est que l'effort d'analyse en vue d'établir les délais est imposé à l'entité de planification au début du processus et qu'aucune précision concernant le *système de protection* n'est requise avant l'exécution des simulations dynamiques. Inversement, dans l'« approche ascendante », l'entité commence par demander à ce personnel de lui fournir les causes et les délais d'élimination associés au SPF dans le *système de protection* ; cette stratégie exige toutefois qu'un examen approfondi des *systèmes de protection* installés soit réalisé au tout début de la planification. Bien que cette approche puisse retarder la réalisation des études sur les événements de catégorie P5, elle permettrait d'éliminer potentiellement, avec l'aide de ce personnel, toute topologie de *réseau* comportant un *système de protection* non susceptible de comporter des SPF, et d'ainsi réduire l'effort de simulation dynamique de l'entité de planification. Qu'elle utilise l'une ou l'autre de ces approches, ou une combinaison des deux, ou encore une autre approche appropriée pour simuler l'événement de catégorie P5, l'entité de planification doit, selon la note 13 du tableau 1, tenir compte des composants non redondants de *système de protection* qui pourraient entraîner l'*élimination retardée d'un défaut*.

Éclaircissement : La protection de relève est-elle redondante ?

La majorité des *systèmes de protection* du BES sont dotés d'une protection de zone à chevauchement, y compris les systèmes de relève qui éliminent ultimement un défaut en cas de défaillance d'un *système de protection* conçu pour entraîner l'*élimination normale d'un défaut*. Les *systèmes de protection* de relève ne sont pas jugés redondants aux fins de conformité avec la définition des événements de catégorie P5 au tableau 1 de la norme TPL-001-5, parce qu'ils entraînent l'*élimination retardée d'un défaut* ou mettent hors circuit plus d'*éléments* que le *système de protection* primaire conçu pour entraîner l'*élimination normale d'un défaut*. Dans le cas d'un *système de protection* comportant une protection de relève, le délai d'élimination d'un défaut monophasé à la terre assuré par celle-ci doit être égal au délai assuré par le système primaire conçu pour entraîner l'*élimination normale d'un défaut*. Le système de relève doit aussi

mettre hors circuit les mêmes *éléments* afin qu'il puisse être considéré comme redondant au système primaire. D'après la SDT, ce type de configuration devrait être assez rare dans les installations existantes et, pour cette raison, la protection de relève n'est pas considérée comme redondante.

Note 13 du tableau 1

La note 13 du tableau 1 de la norme de fiabilité TPL-001-5 a pour but d'attirer l'attention du *planificateur de réseau de transport* et du *coordonnateur de la planification* sur les composants non redondants de *système de protection* qui pourraient, en cas de défaut, donner lieu à *l'élimination retardée d'un défaut* monophasé à la terre pour un événement de catégorie P5.

Le rapport SPCS-SAMS recommandait de remplacer le terme « relais » par « composant d'un *système de protection* » pour l'événement de catégorie P5 au tableau 1 et de remplacer la note 13 dans la norme [TPL-001-4](#) par la formulation suivante :

Aux fins de la présente norme, dans la définition de « *système de protection* », on entend par composants : 1) les relais de protection qui répondent à des grandeurs électriques ; 2) une alimentation de poste à c.c. unique qui ne fait pas l'objet d'une surveillance tant pour les sous-tensions que les coupures de circuit, avec signalement à un centre de contrôle (c.-à-d. qu'un signal est transmis, dans les 24 heures suivant la détection d'une condition anormale, à un lieu où une action corrective peut être effectuée) ; et 3) un circuit de commande c.c. associé à des fonctions de protection, par la bobine de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.

Afin de traduire les recommandations du rapport SPCS-SAMS dans la note 13 du tableau 1 de la norme TPL-001-5 proposée, la SDT a notamment considéré la nécessité pour les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* de collaborer avec le personnel chargé de la protection du *réseau*. La SDT reconnaît que les entités de planification ne disposent pas toujours de toute l'information dont elles ont besoin pour examiner les modes de défaillance des *systèmes de protection* ou *l'élimination retardée d'un défaut* qui pourrait en résulter. De même, on a adapté les recommandations du rapport SPCS-SAMS de manière à cibler les composants non redondants de *système de protection* pour lesquels le personnel chargé de la protection du *réseau* pourrait devoir être mis à contribution pour déterminer comment l'entité de planification devrait s'y prendre pour effectuer les simulations. À la suite de discussions et de commentaires formulés par l'industrie, la SDT a révisé la note 13 pour préciser les composants de *système de protection* qui doivent être pris en compte lors de la simulation de *l'élimination retardée d'un défaut* due à la défaillance d'un composant non redondant de *système de protection*. Les points ou composants suivants doivent alors être considérés :

- les composants non redondants de *système de protection* qui, s'ils sont en défaut, pourraient dégrader un ou plusieurs *systèmes de protection* ;
- le temps pendant lequel les composants en défaut restent alimentés jusqu'à *l'élimination retardée d'un défaut* ;
- autre équipement de réseau qui est retiré du service après l'élimination d'un défaut, en fonction du composant non redondant du *système de protection* qui est en défaut.

Le rapport SPCS-SAMS indique que les dispositifs sensibles à la tension et au courant présentent un risque relativement faible de non-fonctionnement sur défaut en raison de leur robustesse et de la probabilité qu'ils occasionnent, en fait, un déclenchement en cas de

défaillance. Par conséquent, ces composants de *système de protection* sont exclus de la note 13. Les circuits de commande dont la défaillance n'empêche pas l'*élimination normale d'un défaut*, comme les circuits et les relais de réenclenchement, en sont également exclus.

Éclaircissement : La note 13 prescrit-elle une redondance ?

Il faut souligner que la note 13 ne prescrit aucun niveau de redondance. Au contraire, elle énumère les composants non redondants de *système de protection* qui doivent être pris en compte dans la simulation des événements de catégorie P5 au tableau 1 et des défauts 2e à 2h indiqués dans la colonne Stabilité de la portion « Événements extrêmes » du tableau 1. Les critères de comportement du *réseau* sont aussi indiqués au tableau 1 pour les événements de catégorie P5. Afin d'évaluer si ces critères sont remplis, on doit tenir compte des composants non redondants de *système de protection* afin de simuler correctement ces événements. Si, après avoir fait cette évaluation et réalisé la simulation, on juge qu'ils sont remplis, il n'y a alors aucune raison d'assurer la redondance de ces composants. Si, au contraire, on démontre qu'ils ne sont pas remplis, la mise en redondance de ces composants peut s'avérer l'une des nombreuses actions correctives à mettre en œuvre pour assurer la conformité.

Éclaircissement : Pourquoi la note 13 mentionne-t-elle la « surveillance avec signalement à un centre de contrôle » ?

La SDT reconnaît que certains composants de *système de protection* pourraient faire l'objet d'une surveillance avec signalement de leur intégrité à un *centre de contrôle*. À la différence d'une indication de défaillance de composant qui s'affiche dans un site éloigné ou à un endroit où elle pourrait passer inaperçue un certain temps, ce signalement à un *centre de contrôle* avertit qu'une condition anormale a été repérée et que des actions correctives doivent être rapidement mises en œuvre. À noter que ce court délai de réaction concorde avec la recommandation d'agir « dans les 24 heures suivant la détection d'une condition anormale » formulée dans le rapport SPCS-SAMS. Puisqu'il convient d'appliquer une démarche axée sur le degré de risque aux composants non redondants de *système de protection*, la SDT estime que le niveau de risque associé aux composants qui pourraient constituer des SPF, mais qui font l'objet d'une surveillance avec signalement à un *centre de contrôle*, est inférieur à ce qu'il serait si ces composants étaient redondants, et qu'il n'est donc pas justifié de simuler l'événement de catégorie P5.

Éclaircissement : Pourquoi la note 13 mentionne-t-elle les « relais réagissant à des grandeurs électriques » ?

Puisque les alinéas 3.3.1 de l'exigence E3 et 4.3.1 de l'exigence E4 exigent une simulation de l'intervention du *système de protection*, la SDT a cherché à limiter la portée de la note 13a quant aux relais de protection pouvant constituer des composants non redondants de *système de protection*. Plus particulièrement, la note 13 indique que seul un relais de protection unique qui réagit à des grandeurs électriques peut constituer un SPF et être utilisé pour assurer une protection primaire entraînant l'*élimination normale d'un défaut*. Un SPF dans un relais de protection unique qui est un composant non redondant de *système de protection* peut entraîner la défaillance du *système de protection* primaire et faire en sorte que l'*élimination retardée d'un défaut* soit réalisée par les relais de protection de relève ou par une protection de zone à chevauchement. Inversement, la SDT n'a pas inclus les relais de protection de relève dans la portée de la note 13a, car un SPF dans un relais de protection unique servant de protection de relève ne dégradera pas la protection primaire entraînant l'*élimination normale d'un défaut*.

La SDT reconnaît que les *éléments* du *BES* sont protégés majoritairement par des relais qui réagissent à des grandeurs électriques. Toutefois, dans certaines configurations de *système de protection*, les relais de protection uniques non redondants qui réagissent à des grandeurs électriques peuvent assurer la redondance de relais de protection n'y réagissant pas. Par exemple, un relais différentiel indépendant et un déclencheur à pression soudaine indépendant

Section 1 : Points de défaillance uniques dans les systèmes de protection (ordonnance 754 de la FERC)

peuvent protéger le même transformateur de défauts survenant dans la cuve. Seul le premier réagit à des grandeurs électriques. Quoique le relais différentiel du transformateur puisse constituer un SPF, il se peut qu'un défaut dans la cuve n'entraîne pas l'*élimination retardée d'un défaut* compte tenu de la protection contre la pression soudaine, à condition que le délai d'élimination réalisé soit semblable à celui qui est obtenu avec le relais différentiel du transformateur. Par conséquent, dans le cas d'un défaut monophasé à la terre dans la cuve, l'événement de catégorie P5 n'a pas à être simulé pour l'*élimination retardée d'un défaut* due au SPF du relais différentiel si le délai d'élimination réalisé est semblable à celui qui est obtenu avec le relais différentiel. Il faut toutefois user de précaution lorsqu'on évalue une combinaison de relais de protection qui ne réagissent pas tous à des grandeurs électriques. Dans ce même exemple, étant donné que le relais différentiel non redondant du transformateur est un SPF, la présence du déclencheur à pression soudaine n'éliminerait pas un défaut qui se produirait à l'extérieur de la cuve ; il s'ensuivrait une élimination retardée de ce défaut. Il faudrait donc évaluer ce type de défaut comme un événement de catégorie P5 (voir la figure 1 et la figure 2).

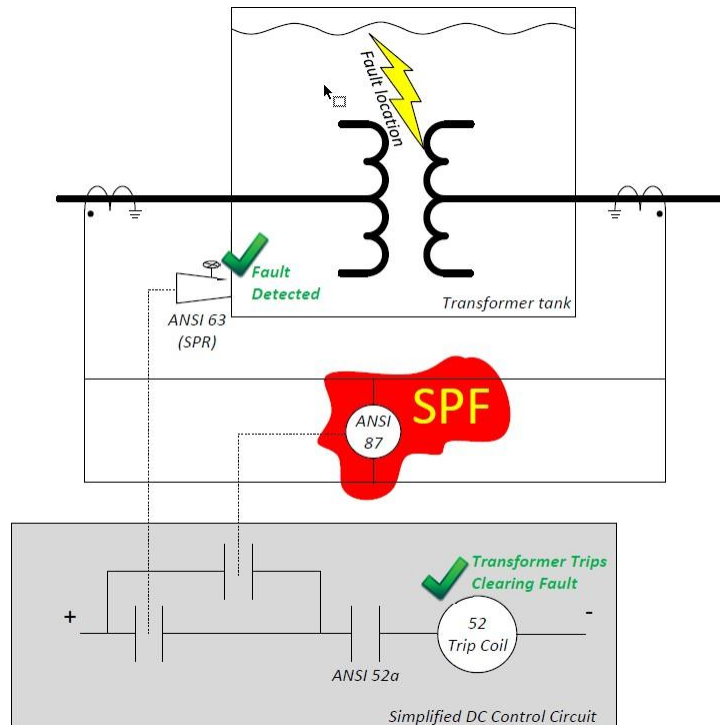


Figure 1 : Défaut dans une cuve de transformateur avec protection contre la pression soudaine et relais différentiel en défaut

Section 1 : Points de défaillance uniques dans les systèmes de protection (ordonnance 754 de la FERC)

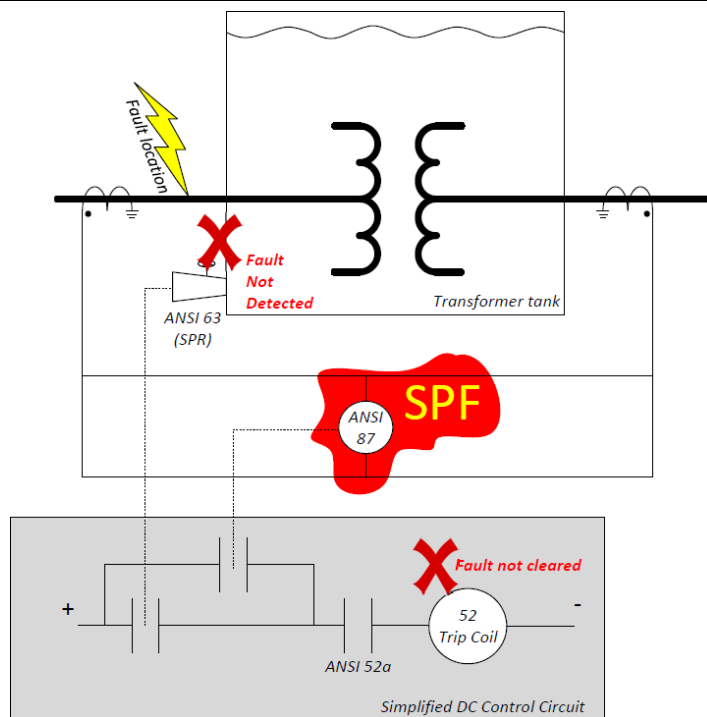


Figure 2 : Défaut à l'extérieur d'une cuve de transformateur avec protection contre la pression soudaine et un relais différentiel en défaut

Éclaircissement : Qu'entend-on par « comparable » dans la note 13a ?

Le terme « comparable » utilisé dans la note 13a du tableau 1 ne s'applique qu'aux solutions de rechange à un relais de protection unique réagissant à des grandeurs électriques. Pour qu'une solution soit comparable à un tel relais, elle doit fonctionner comme prévu pour éliminer le défaut dans les délais attendus en presumant que le relais de protection unique (dont le défaut est simulé comme un SPF) fonctionne correctement. Il va de soi que cette solution pourrait entraîner une autre séquence de mise hors circuit d'un *élément*, ce qui donnerait lieu à une topologie différente du *réseau* après l'élimination du défaut. Cette situation doit donc être examinée. Par conséquent, une solution de rechange comparable à un relais de protection unique qui réagit à des grandeurs électriques doit entraîner l'élimination du défaut dans le délai d'*élimination normale d'un défaut* attendu et doit isoler celui-ci en mettant hors circuit des *éléments* analogues du *réseau*.

Éclaircissement : Des délais d'élimination normale d'un défaut différents peuvent-ils être comparables ?

La SDT ne peut anticiper toutes les configurations de *système de protection* possibles. Cependant, son intention est que les solutions de rechange à un relais de protection unique réagissant à des grandeurs électriques adhèrent au principe selon lequel les délais d'*élimination normale d'un défaut* devraient être comparables. Dans certains cas, plusieurs couches de protection pourraient se chevaucher dans un objectif commun de protection de *réseau*, à savoir l'*élimination normale d'un défaut*. Une analyse de cette configuration peut indiquer que les délais d'*élimination normale d'un défaut* sont comparables. Prenons un exemple de ce type de configuration, soit un relais commandé pour l'élimination rapide d'un défaut utilisé conjointement avec un relais non commandé pour l'élimination primaire ou rapide d'un défaut. Bien que ces deux relais présentent des délais d'*élimination normale d'un défaut* différents, ils ont un objectif de protection commun : assurer l'*élimination normale d'un défaut*. Les délais d'élimination de ces relais pourraient être différents, mais ils sont probablement comparables. L'entité applicable se doit de comprendre la conception de son propre *système de protection* pour être en mesure de prendre en compte les composants non redondants dans la simulation. De plus, afin de

déterminer si des solutions de rechange (qui pourraient ou non réagir à des grandeurs électriques) présentent des délais d'*élimination normale d'un défaut* comparables, on doit examiner la configuration du *système de protection*, les délais attendus ainsi que l'objectif de protection.

Éclaircissement : Pourquoi la note 13 mentionne-t-elle les « systèmes de protection à liaison de communication » ?

Étant donné l'importance croissante des *systèmes de protection* à liaison de communication (ex. : automatismes de protection par signal pilote, systèmes de télédéclenchement direct, systèmes de téléaccélération, automatismes de protection différentielle de ligne), on doit tenir compte de leur bon fonctionnement lors de l'analyse de composants d'un *système de protection* qui constituent potentiellement des SPF. La SDT a bonifié les recommandations du rapport SPCS-SAMS en incluant une référence au sous-ensemble de systèmes de communication qui font partie d'un *système de protection* à liaison de communication ; cette révision est requise lorsque l'intervention de ce système est nécessaire pour satisfaire aux critères de comportement pour la planification du réseau de transport (TPL), énumérés au tableau 1 de la norme TPL-001-4. Autrement dit, un *système de protection* à liaison de communication qui est susceptible de comporter un SPF pouvant occasionner son mauvais fonctionnement voire sa panne complète doit être considéré comme étant non redondant. La SDT en a conclu que, même si les *systèmes de protection* à liaison de communication peuvent se présenter sous des formes très variées, le risque global associé à leur incidence sur le *BES* peut être réduit à un niveau acceptable s'ils font l'objet d'une surveillance avec signalement de leur état. Or, une telle surveillance ne peut être considérée comme une solution de rechange viable à une redondance physique que si le défaut est signalé rapidement et que des mesures limitant au minimum l'exposition à ce défaut et à ses conséquences sont mises en place promptement. La plupart des *systèmes de protection* modernes comprennent une protection à liaison de communication avec surveillance des alarmes de défaillance de composant et de communication assurée par des *centres de contrôle* centralisés. Par conséquent, cette exigence s'applique tout particulièrement aux systèmes plus anciens qui doivent être dotés de *systèmes de protection* à liaison de communication pour satisfaire aux critères de comportement des normes TPL.

Éclaircissement : Pourquoi la note 13 mentionne-t-elle les « alimentations c.c. » ?

La SDT a adopté les principes de base des recommandations du rapport SPC-SAMS relativement à l'alimentation de poste à c.c. associée à des fonctions de protection. Une panne d'alimentation de poste à c.c. unique associée à des fonctions de protection constitue un point de défaillance majeur, puisqu'elle empêche le fonctionnement de toute protection locale, y compris la protection de relève. La SDT a partiellement modifié la recommandation du rapport SPCS-SAMS concernant l'alimentation de poste à c.c. unique, notamment en supprimant l'obligation de signaler une détection de condition anormale à un centre où des actions correctives peuvent être effectuées dans un délai de 24 heures. Cette modification reflète la grande variété de moyens de signalement et de surveillance existants. Or, l'intention de la note 13c reste que la surveillance avec signalement d'état de l'alimentation c.c. ne peut être considérée comme une solution de rechange viable à une redondance physique que si la panne d'alimentation c.c. est signalée rapidement et que si des mesures limitant au minimum l'exposition à cette panne et à ses conséquences sont prises promptement. Comme il est souligné pour les *systèmes de protection* à liaison de communication, la plupart des *systèmes de protection* modernes sont dotés d'alarmes d'état de l'alimentation c.c. qui sont surveillées par des *centres de contrôle* centralisés, bien qu'ils ne fassent pas tous l'objet d'une surveillance à la fois pour les sous-tensions et les coupures de circuit. Cette exigence pourrait donc s'appliquer plus particulièrement aux systèmes plus anciens.

Éclaircissement : Qu'est-ce qui différencie une alimentation de poste c.c. unique (note 13c) d'un circuit de commande unique (note 13d) ?

L'alimentation de poste c.c. comprend les batteries, les chargeurs de batteries et l'alimentation c.c. sans batteries, selon la définition de « système de protection » dans le glossaire NERC. Le circuit de commande comprend tout ce qui se trouve entre l'extrémité de l'alimentation de poste c.c. et les bobines de déclenchement, inclusivement, y compris le câblage de même que les relais auxiliaires et les relais de blocage. De plus, le document technique de la NERC intitulé [Protection System Reliability Redundancy of Protection System Elements](#) (novembre 2008) montre une démarcation entre l'alimentation c.c. et le reste des circuits de commande c.c. Le rapport SAMS-SPCS et ses recommandations concordent avec la figure 3, tirée de la figure 5-12 de ce document technique.

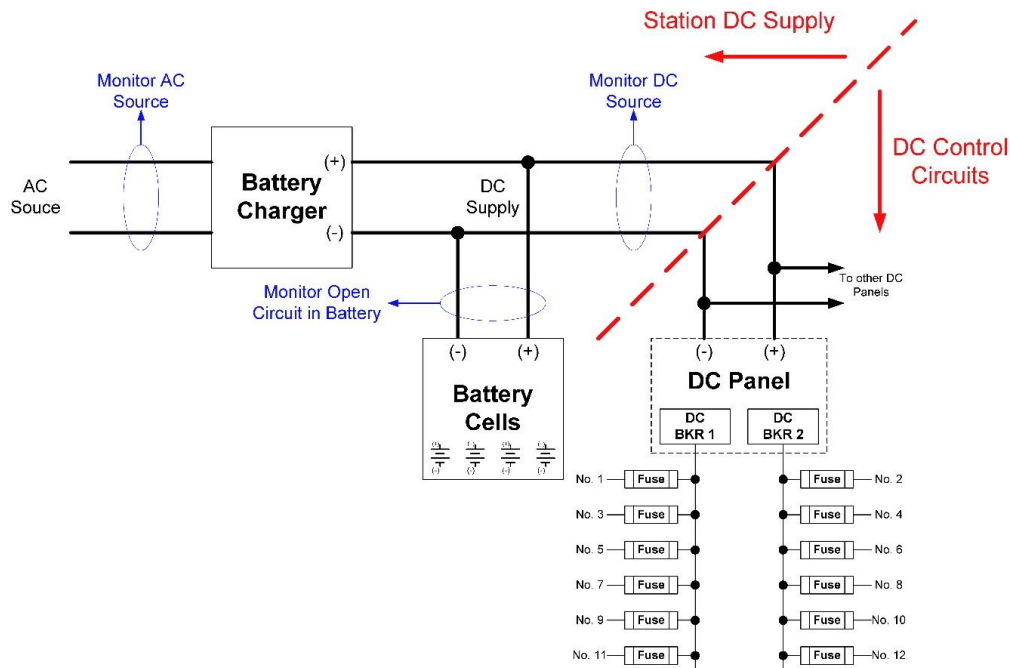


Figure 3 : Alimentation de poste c.c. et surveillance (tirée de la figure 5-2 du document technique de la NERC intitulé *Protection System Reliability Redundancy of Protection System Elements*, nov. 2008)

Il ne suffit pas de surveiller l'alimentation c.c. pour les sous-tensions, puisque l'on pourrait omettre des situations où, même si la tension d'alimentation c.c. est satisfaisante, le circuit entre la source et les circuits de commande c.c. est coupé. Il est donc recommandé de surveiller l'alimentation c.c. pour les sous-tensions et les coupures de circuit. De plus, bien que les défaillances dans le câblage de l'alimentation c.c. et du circuit c.c. soient moins fréquentes que dans les autres composants du système de protection, le rapport SPCS-SAMS a déterminé qu'il s'agissait d'un risque de SPF.

Éclaircissement : Peut-on considérer un système de chargeur de batterie comme constituant une redondance adéquate pour la batterie ?

Les chargeurs de batteries pourraient ne pas avoir assez de puissance pour fournir le courant nécessaire au déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs. Par exemple, il est peu probable qu'un chargeur de batterie sans batterie de poste montée en parallèle soit capable d'ouvrir plusieurs disjoncteurs en réponse à la demande d'un système de protection différentielle de jeu de barres. Un chargeur de batterie ne peut donc servir de redondance pour l'alimentation c.c. de la batterie.

Éclaircissement : Pourquoi la note 13 mentionne-t-elle les « circuits de commande » ?

La SDT a adopté les principes de base des recommandations du rapport SPC-SAMS relativement aux circuits de commande c.c. associés à des fonctions de protection. La défaillance d'un circuit de commande unique de *système de protection* constitue un point de défaillance majeur, puisqu'elle empêchera le déclenchement prévu (en fonction de la conception du circuit et de son mode de défaillance) et potentiellement l'activation de la protection contre les défaillances de disjoncteurs. Celles-ci sont définies à l'événement P4 au tableau 1 et seront traitées plus en détail dans la prochaine section. De plus, la plupart sinon la totalité des constituants du circuit de commande ne sont pas surveillés et peuvent subir une défaillance, qui peut rester inaperçue jusqu'à la prochaine mise à l'essai périodique. Ce problème est particulièrement important dans le cas des relais auxiliaires ou de blocages non redondants qui composent le circuit de commande. La raison est que ces relais peuvent servir à diverses fonctions, comme le multiplexage des signaux de déclenchement utilisés en cas de défaillance d'un disjoncteur ou d'un relais différentiel. Le circuit de commande unique devrait être considéré comme un composant non redondant de *système de protection*, puisqu'une défaillance du relais auxiliaire ou de blocage non redondant dans ce circuit devrait entraîner l'*élimination retardée d'un défaut*, y compris un retard important dans l'élimination d'un défaut à l'extrémité distante ou dans l'élimination assurée par le système de relève.

Les circuits de commande uniques, y compris la ou les bobines de déclenchement, sont démarqués de l'alimentation c.c. afin qu'y soient inclus tous les dispositifs qui, s'ils subissent une défaillance, peuvent empêcher l'intervention opportune du *système de protection* et entraîner, par conséquent, l'*élimination retardée d'un défaut*. Les bobines de déclenchement sont couramment installées en paires afin d'incorporer une redondance pour assurer le déclenchement d'un disjoncteur ou autre appareil de coupure. Or, la SDT a partiellement modifié la recommandation du rapport SPCS-SAMS concernant les circuits de commande uniques afin de tenir compte du fait que certaines configurations de *système de protection* comportent une bobine de déclenchement simple plutôt qu'une bobine double. Lorsqu'une bobine simple est employée, on peut considérer que la surveillance avec signalement d'état de cette bobine est une solution de rechange viable à une redondance physique, à condition que le défaut soit signalé rapidement et que des mesures limitant au minimum le risque de défaillance de la bobine soient mises en place promptement. Toutefois, la ou les bobines de déclenchement, qu'elles soient installées selon une configuration simple ou double, ne font partie que du circuit de commande unique ; on devrait prendre en compte tous les autres constituants de ce circuit au moment de déterminer si celui-ci peut être considéré comme un composant non redondant ou redondant du *système de protection*.

Distinction entre les événements de planification de catégories P4 et P5

Le tableau 1 – Comportement en régime permanent et en stabilité – Événements de planification fait une distinction claire entre une défaillance de disjoncteur (qui est un événement de catégorie P4) et une défaillance de composant non redondant de *système de protection* (qui est un événement de catégorie P5). La chronologie et le délai d'intervention du *système de protection* qui entraîne l'*élimination retardée d'un défaut* peuvent différer grandement selon ces deux événements, dont les causes sont fondamentalement différentes. Pour qu'un événement où est mise en cause la défaillance d'un disjoncteur soit de catégorie P4, seul le disjoncteur doit présenter un non-fonctionnement, toutes les autres fonctions de protection, y compris le déclenchement opportun du disjoncteur local, doivent avoir fait leur travail. Dans le cas des événements de catégorie P5, le non-fonctionnement de l'un ou l'autre des divers composants non redondants de *système de protection* énumérés à la note 13 du tableau 1 peut donner lieu à un large éventail d'états finaux du réseau, lesquels résultent de l'*élimination retardée d'un défaut* associée au SPF en question. Ces états peuvent ou non ressembler aux états de réseau résultant de l'*élimination retardée d'un défaut* associée à la défaillance d'un disjoncteur. De façon similaire,

Section 1 : Points de défaillance uniques dans les systèmes de protection (ordonnance 754 de la FERC)

le délai d'*élimination retardée d'un défaut* qui résulte d'un événement de catégorie P5 peut être bien plus long que le délai attendu lors de la simulation d'un événement de catégorie P4.

À noter qu'il peut arriver relativement souvent que la simulation d'un défaut suivi d'une défaillance de disjoncteur donne les mêmes résultats que la simulation d'un défaut suivi d'un non-fonctionnement de composant non redondant de *système de protection*. Les délais d'élimination de défaut pourraient varier légèrement, et le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* pourrait décider de simuler les catégories P4 et P5 dans le cadre de la même étude en utilisant le délai d'élimination attendu le plus long. Toutefois, s'il se produit un défaut de jeu de barres suivi d'une défaillance de la protection différentielle du jeu de barres, il pourrait n'y avoir qu'un seul relais (dispositif ANSI 86) communiquant avec plusieurs disjoncteurs reliés au jeu de barres en défaut. Un défaut de jeu de barres dans une configuration à disjoncteur et demi ou à double jeu de barres peut s'avérer particulièrement problématique dans ce cas. Pour un événement de catégorie P5 où est simulé ce type de défaillance de *système de protection*, aucun des disjoncteurs devant s'ouvrir pour éliminer le défaut ne recevra le signal approprié du relais en défaut considéré comme SPF, et le défaut de jeu de barres ne sera pas éliminé. C'est pourquoi ce type d'événement P5 est beaucoup plus sévère que l'événement P4. La demande de données présentée selon la section 1600 dans l'ordonnance 754 de la FERC concernait plus particulièrement les défauts de jeu de barres suivis d'un SPF dans le *système de protection*.

Il arrive parfois que la simulation d'un événement de catégorie P4 à un endroit particulier sera la même que celle d'un événement de catégorie P5. Prenons un exemple où l'analyse de la défaillance d'un circuit de commande associé à une bobine de déclenchement de disjoncteur est la même que pour un événement de catégorie P4 où le disjoncteur ne s'ouvre pas pour éliminer un défaut. Par conséquent, les événements de catégories P4 et P5 pourraient simuler les mêmes causes. Toutefois, si le résultat de la simulation ne respecte par le critère de comportement, des mesures d'atténuation pour les deux catégories d'événements doivent figurer dans le plan d'actions correctives.

Événements extrêmes 2e à 2h à la colonne Stabilité du tableau 1

L'analyse des données recueillies en vertu de la demande de données selon la section 1600 dans l'ordonnance 754 de la FERC démontre la présence d'un risque pour la fiabilité associé à des SPF dans les *systèmes de protection*. En outre, même si l'analyse montre que le risque associé aux SPF ne constitue pas un problème endémique et qu'il y a moins de cas d'exposition à des SPF dans les systèmes à tension plus élevée, le risque est jugé assez important pour justifier un examen plus poussé. Il est recommandé d'effectuer une analyse des risques pour repérer les *systèmes de protection* qui constituent une préoccupation (c.-à-d. pour cerner les endroits sur le *BES* où des déclenchements en cascade risquent d'être provoqués si un composant du *système de protection* constitue un SPF). Compte tenu de ce risque pour la fiabilité du *BES*, il y a lieu de porter une attention particulière à l'évaluation des défauts triphasés mettant en cause un SPF sur le *système de protection*. Cette préoccupation, qui s'est manifestée lors de l'étude du défaut triphasé et des SPF dans les *systèmes de protection*, est traitée comme un événement extrême à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4 de la norme TPL-001-5. Bien qu'ils risquent de se produire moins souvent que les défauts monophasés à la terre, les défauts triphasés apparaissent souvent comme un défaut monophasé à la terre avec *élimination retardée d'un défaut* qui évolue en un défaut triphasé, donnant lieu à des scénarios d'*élimination retardée d'un défaut* qui sont plus sévères que l'événement de catégorie P5 au tableau 1. L'alinéa 4.2 de l'exigence E4 de la norme TPL-001-5 exige qu'une évaluation des mesures d'atténuation possibles soit réalisée si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des déclenchements en cascade. La SDT maintient donc le défaut triphasé avec défaillance d'un composant (considéré comme SPF) du *système de protection* comme événement extrême, quoiqu'elle encourage la mise en place de mesures d'atténuation si elles s'avèrent économiques.

Alinéas 3.2 et 3.5 de l'exigence E3 et alinéas 4.2 et 4.5 de l'exigence E4

La SDT propose des changements superficiels d'ordre rédactionnel qui combinent une partie de l'alinéa 3.5 de l'exigence E3 avec l'alinéa 3.2 de la même exigence. Le réaménagement des alinéas 3.2 et 3.5 vise à améliorer la cohérence au sein de la norme sans nécessiter la création d'autres exigences. Le même procédé a été appliqué aux alinéas 4.2 et 4.5 de l'exigence E4. À noter cependant que l'évaluation d'actions possibles visant à réduire les risques ou à atténuer les conséquences d'un événement (extrême) est censée appuyer et favoriser la mise en place de mesures judicieuses et économiques dans le but de réduire le risque ou la gravité de ces événements.

Section 2 : Prescriptions de l'ordonnance 786 de la FERC

Contexte

En plus de porter sur les problèmes de fiabilité mettant en cause des SPF dans les *systèmes de protection*, la norme de fiabilité TPL-001-5 proposée révisé la norme TPL-001 pour intégrer deux prescriptions de l'ordonnance 786 de la FERC.

Paragraphe 40 de l'ordonnance 786 de la FERC : Indisponibilités pour maintenance dans l'horizon de planification

La prescription du paragraphe 40 de l'ordonnance 786 de la FERC demande à la NERC de modifier la norme de fiabilité TPL-001-4 pour répondre à la préoccupation exprimée quant au critère de durée minimale d'indisponibilité de six mois, qui pourrait exclure, des évaluations de la planification, des indisponibilités planifiées pour la maintenance d'installations importantes. L'ordonnance 786 énonce les facteurs suivants à considérer :

- Les indisponibilités planifiées pour maintenance qui durent moins de six mois peuvent avoir des impacts lors de périodes de pointe ou hors pointe.
- Les indisponibilités planifiées lors de ces périodes doivent être prévues de façon à permettre le retrait d'un seul élément du service sans compromettre l'aptitude à répondre à la demande.
- La criticité des éléments retirés du service aux fins de maintenance pourrait entraîner une contingence simple (N-1) et une perte de charge non subordonnée ou un impact sur la fiabilité.
- Les indisponibilités planifiées ne sont pas « hypothétiques » et ne devraient pas être traitées comme des contingences multiples dans la norme de planification (et ne devraient donc pas être prises en compte dans le cas de base N-0).
- L'évaluation des événements de catégories P3 et P6 ne suffit pas, car ceux-ci ne tiennent pas compte des indisponibilités pour maintenance.
- Dans l'*horizon de planification du transport à court terme*, des évaluations annuelles doivent être réalisées en utilisant l'*année un* ou l'*année deux* et l'*année cinq*. Les indisponibilités planifiées d'installations qui sont connues et qui durent moins de six mois devraient être prises en compte pourvu que l'on puisse prévoir leur début et leur durée à l'intérieur de l'horizon de planification.

Recommandations du livre blanc du SAMS

Pour satisfaire à cette prescription, le SAMS recommande des modifications aux normes de fiabilité IRO-017-1 et TPL-001-4 de la NERC. Afin de traduire le plus économiquement possible l'intention de la prescription, il recommande que la norme [IRO-017-1](#) soit utilisée pour s'assurer que tous les types d'indisponibilités ou de retraits planifiés connus font l'objet d'un examen et sont coordonnés de manière à atténuer l'impact sur la fiabilité. Il recommande également de supprimer le passage « d'une durée d'au moins six mois » de l'alinéa 1.1.2 de l'exigence E1 de la norme TPL-001-4 et d'ajouter, à l'exigence E1 de la norme IRO-017-1, un passage reflétant ce qui a été exprimé ci-dessus concernant le processus de coordination des retraits.

Afin de comprendre les relations entre la coordination des indisponibilités et les *évaluations de la planification du transport* ainsi que leur lien avec la prescription de l'ordonnance 786 de la FERC et avec l'état actuel des normes de fiabilité de la NERC, le SAMS a considéré les points suivants :

- La durée des indisponibilités planifiées pour maintenance ou construction peut varier de quelques heures à un grand nombre de mois ou d'années. L'impact potentiel de ces indisponibilités sur la fiabilité d'exploitation du *système électrique interconnecté (BPS)* est indépendant de leur durée, et dépend de plusieurs facteurs.
- L'évaluation à plus long terme des indisponibilités de courte ou de plus longue durée est souvent considérée comme un « exercice théorique » en raison des indisponibilités simultanées, des pratiques et des procédures de coordination des retraits, de la révision de la gestion prévisionnelle des retraits et du réaménagement des retraits, ainsi que d'autres méthodes de retrait.
- Les prescriptions de l'ordonnance 786 de la FERC sont antérieures à la norme IRO-017-1, élaborée spécifiquement pour tenir compte de l'importance de la coordination des retraits.
- Les différences régionales donnent lieu à certaines variations dans les méthodes et procédures de coordination des retraits.

Révisions à la norme TPL-001-4

Alinéas 2.1.4 et 2.4.4 de l'exigence E2

La SDT a considéré attentivement les recommandations du SAMS ainsi qu'un éventail d'opinions et d'options sur la façon de déterminer les indisponibilités connues à inclure dans l'*évaluation de la planification* à court terme. Les perspectives examinées, et présentées ci-après, étaient variées et parfois contradictoires :

- Le *coordonnateur de la fiabilité* ne devrait pas être consulté lors des *évaluations de la planification* ni être appelé à y prendre part.
- Il est jugé raisonnable, approprié et judicieux de consulter le *coordonnateur de la fiabilité*.
- La norme IRO-017 est adéquate et applicable dans sa version actuelle ou avec de légères modifications.
- La sélection des indisponibilités pour maintenance aux fins de planification devrait être laissée à la seule discrétion du *planificateur de réseau de transport* ou du *coordonnateur de la planification*.

La diversité de ces options reflète, en partie, les grandes différences dans les méthodes et procédures de coordination de ces types de retraits qui existent entre les régions. Ces différences contribuent véritablement à rendre difficile la conception d'un moyen judicieux et économique pour appliquer cette prescription à l'échelle du continent. Or, l'ordonnance 786 de la FERC exige que cette question soit examinée. Les motifs de sélection des indisponibilités connues à étudier doivent être mûrement réfléchis et disponibles. La modification proposée concerne la prise en compte des indisponibilités connues au-delà de l'horizon de planification de l'exploitation.

Le changement le plus important proposé par la SDT pour traduire la prescription de la FERC est de déplacer le passage portant sur l'évaluation des indisponibilités connues de l'exigence E1 (qui énumère ce que les modèles du *réseau* doivent représenter) aux alinéas 2.1 et 2.4 de l'exigence E2 (qui spécifient la façon d'évaluer les analyses et de les appuyer par des études). Selon la SDT, ce changement permettrait une meilleure harmonisation de la démarche que doivent suivre les entités de planification pour réaliser les *évaluations de la planification* annuelles.

La SDT a modifié les alinéas 2.1.4 et 2.4.4 de l'exigence E2 conformément à la prescription de la FERC en éliminant la durée d'indisponibilité de six mois et en tenant compte des divers moyens employés actuellement par les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* pour analyser les indisponibilités pour maintenance qui suscitent des préoccupations, tout en respectant l'ordonnance 786. Les modifications proposées imposent des restrictions sur les indisponibilités connues à analyser. Afin de sélectionner celles-ci, le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent disposer d'une procédure de coordination des retraits documentée ou d'une justification technique. Cette procédure doit énoncer le détail des consultations avec le *coordonnateur de la fiabilité* et le ou les *propriétaires d'installation de transport* ou *propriétaires d'installation de production* qui sont concernés par l'indisponibilité connue ou le détail de l'application des processus de coordination des retraits documentés. La justification technique doit inclure les fondements techniques bien éclairés sur lesquels repose la sélection des indisponibilités. Conformément à l'intention de l'ordonnance 786, la SDT a inclus un passage spécifiant que la sélection des indisponibilités connues à modéliser ne pouvait reposer uniquement sur le critère de durée. Toutefois, la présence d'autres facteurs concomitants qui, considérés conjointement avec la durée de l'indisponibilité, peut justifier raisonnablement la décision de ne pas évaluer l'indisponibilité connue. Seules sont à évaluer les indisponibilités connues susceptibles d'occasionner des impacts plus graves sur le *réseau*, comme celles pouvant mener à une *perte de charge non subordonnée* pour l'événement de catégorie P1 au tableau 1. Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* sont ainsi en mesure d'employer des moyens pertinents pour déterminer les indisponibilités connues qui sont majeures, et il n'est plus nécessaire d'évaluer inutilement celles que les deux entités jugent non problématiques. Les conditions du *réseau* lors de périodes de pointe ou *hors pointe* qui sont attendues durant la période où l'indisponibilité connue est programmée imposent des restrictions supplémentaires sur les analyses « non hypothétiques » qui peuvent être réalisées. Bien qu'il soit mal venu de présumer que toutes les indisponibilités connues qui sont simulées concurremment avec les événements de catégorie P0 ou P1 sont identiques à celles simulées avec les événements de catégorie P3 ou P6, la sélection des indisponibilités connues peut s'appuyer sur des études passées ou courantes si ces études incluent des situations et des configurations post-*contingence* du *réseau* comparables à celles qui sont consécutives aux événements des catégories P3 ou P6 du tableau 1. Or, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doivent impérativement documenter les raisons qui justifient d'appuyer l'exclusion de certaines indisponibilités connues sur des études passées ou courantes. Ils doivent également indiquer, dans leur justification technique, pourquoi certaines situations et configurations post-*contingence* du *réseau* sont comparables.

Éclaircissement : Les exigences des normes TPL-001-5 et IRO-017-1 en matière de coordination des retraits se chevauchent-elles ?

La SDT craignait qu'afin que le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* puissent, conjointement avec leur *coordonnateur de la fiabilité*, trouver des solutions aux problèmes ou conflits relatifs aux indisponibilités planifiées dans leur *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, ils devaient d'abord évaluer les indisponibilités connues dans le cadre de cette évaluation. Toutefois, si le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* ne sait pas quelles indisponibilités il doit évaluer, il se peut que certaines d'entre elles soient exclues de solutions élaborées conjointement avec le *coordonnateur de la fiabilité*, conformément à la norme IRO-017-1. La SDT est d'avis qu'à l'issue de la boucle de rétroaction entre le *coordonnateur de la fiabilité* et les entités de planification, ces dernières devraient présenter les résultats de leurs études dans un rapport d'*évaluation de la planification* ; cette boucle devrait cependant commencer par une solide collaboration et la recherche de l'information nécessaire sur les indisponibilités connues que le *coordonnateur de la fiabilité* devrait étudier au-delà de l'horizon d'exploitation. Par conséquent, la

SDT estime qu'il n'y a pas de chevauchement entre la norme IRO-017-1 et la norme TPL-001-5 proposée. Elle croit également qu'il y a un besoin implicite de renforcer la collaboration et la concertation entre le *coordonnateur de la fiabilité* et les entités de planification dès le début du processus de sélection des indisponibilités connues à évaluer dans l'*horizon de planification du transport à court terme*.

Paragraphe 89 de l'ordonnance 786 de la FERC : Évaluation dynamique des indisponibilités d'équipements critiques à long délai de livraison

Le paragraphe 89 de l'ordonnance 786 de la FERC énonce ceci :

Selon l'alinéa 2.1.5 de l'exigence E2 de la norme TPL-001-4, la stratégie en matière d'équipement de rechange pour l'analyse en régime permanent requiert que des études en régime permanent soient réalisées pour les catégories P0, P1 et P2 définies au tableau 1, avec les conditions de réseau attendues pendant l'indisponibilité possible de l'équipement à long délai de livraison. La FERC estime qu'il devrait y avoir, pour l'analyse de stabilité, une stratégie similaire qui exige la réalisation d'études pour les catégories P0, P1 et P2, avec les mêmes conditions de réseau que précédemment.

La FERC n'a pas demandé de changement en ce sens, mais a invité la NERC à se pencher sur cette question lors du prochain cycle de révision de la norme TPL-001-4. La demande d'autorisation de norme (SAR) du projet 2015-10 incluait cette question dans la portée du projet.

Éclaircissement : La norme TPL-001-5 prescrit-elle la stratégie en matière d'équipement de rechange d'une entité ?

Non. À l'alinéa 2.4.5 de l'exigence E2 de la norme TPL-001-5, la SDT a répondu à la prescription du paragraphe 89 de l'ordonnance 786 qui concerne la réalisation d'une analyse de stabilité pour évaluer le comportement du *réseau* dans les conditions attendues pendant l'indisponibilité possible de l'équipement à long délai de livraison. Reconnaissant que le terme « stratégie en matière d'équipement de rechange » n'est pas défini dans le Glossaire de la NERC, la SDT estime qu'il suffit de donner aux entités visées la latitude nécessaire pour qu'elles puissent réaliser l'analyse en régime permanent ainsi que l'analyse de stabilité requises par les alinéas 2.1.5 et 2.4.5 de l'exigence E2 de la norme TPL-001-5. À titre d'exemple, la stratégie en matière d'équipement de rechange d'une entité pourrait prévoir l'entreposage d'un transformateur visant à remplacer un appareil en service sur le *BES* en cas de défaillance. Si une stratégie en matière d'équipement de rechange risque d'empêcher le retrait du service d'un équipement de *transport* majeur pendant au moins un an, cette indisponibilité potentielle doit être évaluée conformément aux alinéas 2.1.5 et 2.4.5 de l'exigence E2 de la norme TPL-001-5.

Recommandations du livre blanc du SAMS

Le SAMS a examiné les points suivants tirés du paragraphe 89 de l'ordonnance 786 de la FERC :

- Le retrait d'*éléments* de l'*évaluation de la planification* en vertu de la stratégie en matière d'équipement de rechange ne s'applique qu'aux *éléments* dont « le délai de livraison est d'au moins un an ».
- Chaque *élément* à long délai de livraison qui est retiré du service engendre un nouveau régime d'exploitation considéré comme « normal » (P0) au tableau 1. Aux fins d'analyse de la stabilité, les contingences applicables seront étudiées avec cet *élément* retiré du service dans l'état de précontingence. Par exemple, s'il n'y a pas d'appareil de rechange pour un transformateur à long délai de livraison, il faudrait étudier cette situation en tant

qu'événement de catégorie P1.3. Puisque la catégorie P0 ne comporte pas d'événement, elle doit être exclue de la section de l'analyse de stabilité pour les *éléments* à long délai de livraison qui ne sont pas visés par la stratégie en matière d'équipement de rechange.

- Il se peut que des réglages de *réseau* doivent être apportés au scénario de base pour l'écoulement de puissance afin de refléter fidèlement le régime d'exploitation attendu raisonnablement avec cet *élément* retiré du service dans l'état de précontingence (P0).
- Selon l'alinéa 4.1.1 de l'exigence E4 de la norme TPL-001-4 (qui concerne l'événement de planification P1), aucun groupe de production ne doit décrocher. L'indisponibilité d'un *élément* à long délai de livraison suivie d'une contingence P1 ne devrait pas faire décrocher un groupe de production.
- L'alinéa 4.1.2 de l'exigence E4 de la norme TPL-001-4 (qui concerne l'événement de planification P2) permet à des groupes de production de décrocher. L'indisponibilité d'un *élément* à long délai de livraison suivie d'une contingence P2 ne devrait pas entraîner la mise hors circuit d'un *élément* du *réseau* de *transport*, autre que le groupe de production et les installations qui y sont directement raccordées.

Le livre blanc du SAMS présente les recommandations suivantes concernant l'analyse de stabilité des *éléments* à long délai de livraison qui ne sont pas visés par une stratégie en matière d'équipement de rechange :

- L'indisponibilité d'*éléments* à long délai de livraison a un impact aussi important du point de vue de la stabilité que de celui du régime permanent.
- Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* doivent démontrer qu'ils satisfont aux critères de comportement de la norme TPL-001-4 pour ce qui est de certaines contingences et combinaisons de contingences conformément au tableau 1. Cela devrait inclure les indisponibilités d'équipements à long délai de livraison qui ne sont pas visés par une stratégie en matière d'équipement de rechange.
- Conformément à l'alinéa 4.1.1 de l'exigence E4 de la norme TPL-001-4, aucun groupe de production ne doit décrocher. L'alinéa 4.1.2, par contre, permet un décrochage, pourvu que l'instabilité qui s'ensuit n'entraîne pas la mise hors circuit d'un *élément* du *réseau* de *transport*, autre que le groupe de production et les *installations* qui y sont raccordées directement. L'indisponibilité d'un *élément* à long délai de livraison suivie d'une contingence P1 ne devrait pas faire décrocher un groupe de production.
- Bien que la contingence P2 prévoie l'instabilité d'un groupe de production, le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* doivent veiller à ce que cette instabilité n'entraîne pas la mise hors circuit d'un *élément* du *réseau* de *transport*, autre que le groupe de production en question et les *installations* qui y sont directement raccordées. La contingence P2 devrait donc être prise en compte.

Révisions à la norme TPL-001-4

Alinéa 2.4.5 de l'exigence E2

Conformément aux prescriptions de l'ordonnance 786 de la FERC et des recommandations formulées par le SAMS, la SDT du projet 2015-10 a révisé la norme TPL-001-4 pour y ajouter l'alinéa 2.4.5 à l'exigence E2, qui inclut une exigence similaire pour l'analyse de stabilité. Cet alinéa, dont la formulation est semblable à celle employée pour l'analyse en régime permanent à l'alinéa 2.1.5 de l'exigence E2, précise que l'indisponibilité d'*éléments* à long délai de livraison a un impact aussi important du point de vue de la stabilité que de celui du régime permanent, et

qu'elle devrait être évaluée compte tenu de la stratégie en matière d'équipement de rechange de l'entité.

Section 3 : Applicabilité

Les exigences restent applicables au *coordonnateur de la planification* et au *planificateur de réseau de transport*. Afin de mettre en œuvre les exigences de la norme, les entités d'exploitation et de planification devront collaborer et se concerter avec les propriétaires d'actifs. Les entités de planification et le personnel chargé de la protection du *réseau* qui devront collaborer pour réaliser les études et soumettre les données pourraient travailler pour diverses entreprises ou unités d'affaires. C'est pourquoi il faudra un certain temps pour permettre l'élaboration de processus et le flux de données entre les entreprises et les unités d'affaires. Les *propriétaires d'installation de production*, les *propriétaires d'installation de transport* et les *distributeurs* devront se coordonner pour évaluer le ou les *systèmes de protection* afin de repérer les points dans le réseau où une défaillance d'un composant non redondant de *système de protection* pourrait donner lieu à un risque pour la fiabilité. Afin d'effectuer les études pertinentes, les *planificateurs de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la planification* doivent obtenir cette information ainsi que les délais d'élimination de défaut associés.

Section 3 : Applicabilité

Anglais	Français
Figure 1	
Fault Detected	Défaut détecté
Fault location	Emplacement du défaut
Transformer tank	Cuve de transformateur
ANSI 63 (SPR)	ANSI 63 (détecteur de pression soudaine)
ANSI 87	ANSI 87
SPF	SPF
Transformer Trips Clearing Fault	Déclenchement du disjoncteur, défaut éliminé
52 Trip Coil	Bob. décl. de 52
ANSI 52a	ANSI 52a
Simplified DC Control Circuit	Circuit de commande c.c. simplifié
Figure 2	
Fault Not Detected	Défaut non détecté
Fault location	Emplacement du défaut
Transformer tank	Cuve de transformateur
ANSI 63 (SPR)	ANSI 63 (détecteur de pression soudaine)
ANSI 87	ANSI 87
SPF	SPF
Fault not cleared	Défaut non éliminé
52 Trip Coil	Bob. décl. de 52
ANSI 52a	ANSI 52a
Simplified DC Control Circuit	Circuit de commande c.c. simplifié
Figure 3	
AC Source	Alimentation c.a.
Monitor AC Source	Surveillance de l'alimentation c.a.
Battery Charger	Chargeur de batterie
DC Supply	Alimentation c.c.
Monitor Open Circuit in Battery	Surveillance de la batterie pour une coupure de circuit
Monitor DC Source	Surveillance de l'alimentation c.c.
Station DC Supply	Alimentation de poste à c.c.
DC Control Circuits	Circuits de commande c.c.
To other DC Panels	Vers d'autres tableaux c.c.
Battery Cells	Éléments de batterie
DC Panel	Tableau c.c.
DC BKR 1	Disj. c.c. 1
DC BKR 2	Disj. c.c. 2
Fuse	Fusible
No. X	N° X