

**Justification technique de la norme de  
fiabilité  
(version française)**



# Justification technique de la norme de fiabilité

Projet 2020-06 – Vérification des modèles et des données pour les installations de production

MOD-026-2 – Vérification et validation des modèles dynamiques et des données associées | Octobre 2025

## Introduction

Le présent document expose la justification technique de la *norme de fiabilité* MOD-026-2 proposée ainsi que des versions précédentes de la norme.

Il vise à guider les parties prenantes ainsi que l'organisme de fiabilité électrique (ERO) dans la compréhension des révisions, des enjeux technologiques et des exigences techniques de cette norme. Ce document n'est pas une *norme de fiabilité* et son contenu ne doit donc pas être considéré comme obligatoire et exécutoire.

Le projet 2020-06 s'inscrit dans l'étape 3 prévue par les prescriptions de l'Ordonnance 901 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). L'équipe de rédaction s'est fondée sur les travaux menés lors des premières itérations de la norme MOD-026-2 pour répondre aux prescriptions relatives à la *vérification de modèle* et à la *validation de modèle* pour les *sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs (SERMO)* inscrites au Registre. Dans le cadre de ce projet, l'équipe a ajouté trois termes – « *SERMO* », « *vérification de modèle* » et « *validation de modèle* » – ainsi que leurs définitions respectives au glossaire de la NERC.

En octobre 2023, la FERC a publié l'Ordonnance 901<sup>1</sup>, dans laquelle elle enjoignait à la NERC de rédiger de nouvelles *normes de fiabilité* ou de modifier des *normes de fiabilité* existantes de manière à régler les enjeux de fiabilité liés à « toutes les étapes du raccordement, de la planification et de l'exploitation »<sup>2</sup> des *SERMO* ainsi que de déposer ces normes auprès de la FERC sur une période échelonnée de trois ans. Pour le premier ensemble de normes, la FERC a demandé l'élaboration de nouvelles *normes de fiabilité* ou la modification de *normes de fiabilité* existantes afin de préciser, pour les *SERMO* inscrites<sup>3</sup>, les critères de comportement, le partage des données de surveillance des perturbations et la validation du comportement après un événement. En janvier 2024, la NERC a déposé, auprès de la FERC, un plan de travail exhaustif visant à répondre aux prescriptions de l'Ordonnance 901<sup>4</sup>. Elle y mentionnait trois projets d'élaboration de normes en cours à déposer pour approbation réglementaire

1. Ordonnance 901, *Reliability Standards to Address Inverter-Based Resources*, 185 FERC ¶ 61,042 (2023).

2. Ordonnance 901, paragr. 25.

3. L'expression « *SERMO* inscrites » désigne à la fois les *SERMO* actuellement inscrites et celles qui seront inscrites dans le cadre de la révision récemment approuvée des critères du registre des règles de procédure de la NERC applicables aux *propriétaires d'installation de production* et aux *exploitants d'installations de production*.

4. *Informational Filing of NERC Regarding the Development Reliability Standards Responsive to Order No. 901*, dossier RM22-12-000 (17 janvier 2024). [[https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/legal--regulatory/filings--orders/nerc-filings-to-ferc/2024/nerc-compliance-filing-order-no-901-work-plan\\_package---public-label.pdf](https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/legal--regulatory/filings--orders/nerc-filings-to-ferc/2024/nerc-compliance-filing-order-no-901-work-plan_package---public-label.pdf)]

auprès de la FERC au plus tard le 4 novembre 2025 : les projets 2020-06 – Vérification des modèles et des données pour les installations de production, 2021-01 – Validation de modèle de réseau comportant des SERMO, et 2022-02 – Cadre uniformisé de modélisation des SERMO.

## Contexte

Le groupe de travail de la NERC sur le fonctionnement des SERMO (IRPTF) a entrepris un examen exhaustif de l'ensemble des *normes de fiabilité* de la NERC afin de déterminer s'il existait des lacunes potentielles ou des éléments à améliorer. Dans le cadre de cet exercice, l'IRPTF a relevé plusieurs enjeux et a consigné ses constats et recommandations dans le livre blanc intitulé *IRPTF Review of NERC Reliability Standards White Paper*, approuvé en mars 2020 par les comités d'exploitation et de planification (qui font désormais partie du comité technique sur la fiabilité et la sécurité [RSTC]). L'IRPTF y expose, entre autres, des problèmes liés aux normes MOD-026-1 et MOD-027-1 qui devraient être résolus. Le RSTC a approuvé la demande d'autorisation de norme (SAR) le 10 juin 2020.

Conformément aux recommandations de l'IRPTF, la portée de la demande SAR prévoit la révision des *normes de fiabilité* MOD-026-1 et MOD-027-1. Celles-ci exigent notamment que les *propriétaires d'installation de production* transmettent leurs modèles dynamiques vérifiés au *planificateur de réseau de transport* associé pour que ce dernier puisse réaliser les études de planification du réseau électrique. Le projet proposait des révisions à ces normes afin de clarifier les exigences relatives aux *SERMO* et de rendre obligatoire une vérification de modèle adéquate pour assurer une représentation fidèle des groupes de production dans les simulations dynamiques. L'IRPTF a aussi recommandé des révisions pour clarifier les exigences applicables aux groupes synchrones et aux *SERMO*.

De plus, le risque associé à une augmentation de la puissance réactive fournie par des sources non synchrones a été relevé lors de l'évaluation de la fiabilité à long terme effectuée en 2017 par la NERC, publiée sous le titre *2017 Long-term Reliability Assessment*. En réponse à cette préoccupation, le *coordonnateur de la planification* a chargé le sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) de la NERC d'étudier la question. Le SAMS a élaboré le document intitulé *Applicability of Transmission-Connected Reactive Devices White Paper*, approuvé par le *coordonnateur de la planification* lors de sa réunion de décembre 2019. Le comité exécutif du *coordonnateur de la planification* a approuvé la demande SAR le 11 février 2020. Les révisions recommandées aux normes MOD-026-1 et MOD-027-1 et énoncées dans la demande ont été apportées dans le cadre de ce projet. L'équipe chargée de la demande SAR initiale et l'équipe de rédaction ont ensuite entrepris de fusionner ces deux normes en une seule. Cette démarche a été largement soutenue dans les commentaires formulés par l'industrie à l'égard des versions préliminaires mises en ligne dans le cadre du projet 2020-06, où il était demandé de donner un avis sur une éventuelle fusion des normes. De manière générale, l'industrie s'y est montrée favorable, en raison du chevauchement important du contenu et de la structure générale de ces normes. Cette consolidation a permis de combiner les deux normes tout en actualisant le texte, donnant ainsi naissance à la norme MOD-026-2.

## Justification de la section Applicabilité – Entités fonctionnelles

L'objectif de la norme MOD-026-2 est de s'assurer que les modèles utilisés dans les analyses de planification et de raccordement sont vérifiés et validés et qu'ils représentent fidèlement les équipements en service. Quatre entités fonctionnelles jouent un rôle dans l'application des exigences de la norme et ont l'obligation de s'y conformer :

- le *propriétaire d'installation de production* ;

- le *propriétaire d'installation de transport* ;
- le *coordonnateur de la planification* ;
- le *planificateur de réseau de transport*.

Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* sont responsables de transmettre au *planificateur de réseau de transport* des modèles validés et vérifiés qui reflètent le comportement de l'équipement en service et de la centrale électrique. Ces modèles doivent refléter le comportement dynamique de l'équipement déjà installé ou en cours d'installation sur le réseau, dans diverses conditions et perturbations prévues, afin de permettre aux *planificateurs de réseau de transport* d'évaluer l'impact des centrales électriques et des dispositifs raccordés sur la stabilité et la résilience du réseau.

Le *planificateur de réseau de transport*, conjointement avec le *coordonnateur de la planification* associé, sont responsables d'élaborer et de tenir à jour les exigences de modélisation, dans le but d'évaluer les modèles dynamiques ainsi que la documentation de *vérification de modèle* et de *validation de modèle* associée. Ils doivent également mettre ces exigences à la disposition du *propriétaire d'installation de production* ou du *propriétaire d'installation de transport*.

Le *planificateur de réseau de transport* est également responsable d'évaluer les modèles et la documentation associée, les modèles révisés et les réponses écrites transmis par les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport*, ainsi que de communiquer l'acceptabilité des modèles à l'entité visée parmi ces deux dernières.

Il est à noter que la définition du terme « *propriétaire d'installation de production* » est en cours de révision dans le cadre du projet 2024-01 – Harmonisation de la définition des termes « *propriétaire d'installation de production* » et « *exploitant d'installation de production* » utilisés dans les règles de procédure. La définition révisée a été proposée pour adoption par le Conseil d'administration de la NERC lors de sa réunion d'août 2025. Une fois adoptée par le Conseil et approuvée par les organismes gouvernementaux pertinents, elle se lira comme suit : « Entité qui : 1) possède et entretient des *installations* de production d'électricité (*propriétaire d'installation de production* de catégorie 1) ; ou 2) possède ou entretient des *sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs* hors *BES* qui ont une puissance nominale combinée égale ou supérieure à 20 MVA, ou qui contribuent à fournir une telle puissance, et qui sont raccordées par un dispositif conçu principalement pour injecter cette production à un point de raccordement commun à une tension égale ou supérieure à 60 kV (*propriétaire d'installation de production* de catégorie 2). »

Le *propriétaire d'installation de transport* a été ajouté à la norme MOD-026-2 en tant qu'entité responsable des dispositifs qu'il possède, tels que les ressources réactives dynamiques et les installations à courant continu à haute tension (CCHT). Il n'est toutefois pas responsable des modèles soumis dans le cadre de l'application de la norme pour des *SERMO* non inscrites.

## **Justification de la section Installations**

Les installations devant satisfaire aux exigences de cette norme et être considérée comme une « installation visée » sont celles qui possèdent les caractéristiques définies par les inclusions I2 et I4 de la définition du *système de production-transport d'électricité (BES)* de la NERC pour les installations de production ou par l'inclusion I5 pour les ressources réactives dynamiques – compensateurs synchrones et composants FACTS (système de transport à courant alternatif flexible) – ainsi que les installations à courant continu à haute tension (CCHT). Cette norme

s'applique également à tout groupe ou toute centrale ou ressource raccordée au *BES* et répondant aux critères de puissance nominale établis dans la définition du *BES*. Cette applicabilité est cohérente avec la plupart des autres normes de fiabilité de la NERC liées aux groupes faisant partie du *BES*. La norme proposée établit un lien entre l'applicabilité et la définition du *BES* (plutôt que de se baser sur la puissance nominale ou d'autres seuils définis) afin de garantir que la norme demeure pertinente pour les installations visées du *BES* même si la définition du *BES* est révisée. Cette approche évite la nécessité de modifier la norme chaque fois qu'un seuil spécifié dans la définition du *BES* est modifié.

L'équipe de rédaction a ajouté les sections 4.2.5 et 4.2.6 pour inclure les *SERMO* inscrites et non inscrites parmi les installations visées et reprendre les aspects traités dans le cadre des projets de l'étape 2 de l'Ordonnance 901 de la FERC, qui visent à faire en sorte que ces normes s'appliquent non seulement au *BES*, mais également au *système électrique interconnecté (BPS)*. La section 4.2.7 ajoute les éoliennes de types 1 et 2 qui répondent aux critères de l'inclusion I4 de la définition du *BES*. Puisque ces installations ne constituent pas des *SERMO*, elles ne sont pas visées par les sections 4.2.5 et 4.2.6.

## Justification de l'exigence E1

L'exigence E1 impose au *planificateur de réseau de transport* et au *coordonnateur de la planification* associé d'élaborer conjointement les exigences de modélisation dynamique nécessaires à l'évaluation des modèles dynamiques et de la documentation de *vérification de modèle* et de *validation de modèle* associée, et de mettre ces exigences à la disposition des *propriétaires d'installation de production* et des *propriétaires d'installation de transport* situés dans leur zone. Les deux premières entités doivent collaborer afin de s'assurer que les propriétaires peuvent utiliser les modèles vérifiés et validés dans leurs études. Ce besoin a été mis en évidence dans les rapports de la NERC sur les perturbations.

### Alinéa 1.1

Pour établir l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 de la norme MOD-026-2, l'équipe de rédaction a étoffé le contenu de la première puce de l'exigence E1 de la norme MOD-026-1 de manière à exiger que le *planificateur de réseau de transport* indique non seulement les modèles acceptables, mais également l'ensemble des exigences liées à la composante directe, telles que le format et le niveau de détail requis. Le délai de réponse de 90 jours prévu à l'exigence E1 de la norme MOD-026-1 est supprimé et remplacé, à l'exigence E1 de la norme MOD-026-2, par l'obligation de tenir à jour un document pour distribution. L'équipe a décidé de ne pas inclure de renvoi à l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 de la norme MOD-032. L'annexe 1 de la norme MOD-026-2 indique l'équipement qui est à modéliser et fournit des directives pour la *vérification de modèle* et la *validation de modèle*. Par conséquent, les membres de l'équipe estiment qu'un modèle entièrement vérifié et validé, produit conformément à la norme MOD-026-2, devrait servir d'intrant au processus de conformité avec la norme MOD-032, étant donné la nature plus complète de la norme MOD-026.

L'objectif de l'alinéa 1.1 est d'exiger que le *planificateur de réseau de transport* précise : les types de modèles en composante directe compatibles avec son processus de planification ; les outils logiciels et les numéros de version avec lesquels le modèle doit être compatible ; et le format et les exigences de soumission. L'entité doit aussi indiquer les modèles qui sont acceptables et peut décider d'adopter la *Liste des modèles inacceptables de l'ERO* fourni par la NERC. Concernant le format, elle peut préciser les types de fichiers compatibles, demander de remplir des formulaires ou des gabarits, et exiger des exemples de cas où le modèle est configuré pour être exécuté. Elle devrait envisager d'exiger une documentation complète ou des manuels d'utilisateur qui décrivent, par exemple, la topologie des blocs de commande, le réglage des paramètres et les autres paramètres de modélisation requis.

Pour ces derniers, il est d'usage de décrire la base de puissance apparente (MVA) appropriée, la réactance équivalente ( $R_{\text{source}}$  et  $X_{\text{source}}$ ), les limites de puissance réactive ( $Q_{\text{min}}$  et  $Q_{\text{max}}$ ) et les impédances de tout transformateur élévateur de groupe de production qui n'est pas explicitement modélisé dans les cas de répartition de puissance. De plus, le *planificateur de réseau de transport* peut établir des exigences visant à assurer la compatibilité, l'exactitude ou le comportement attendu des modèles, ainsi que des politiques particulières privilégiant l'utilisation de modèles définis par l'utilisateur plutôt que de modèles types génériques ou d'une bibliothèque.

L'alinéa 1.1 de l'exigence E1 de la norme MOD-026-2 exige que le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* associé documentent les exigences de modélisation dynamique en composante directe, notamment :

1. les types de modèles en composante directe compatibles avec leur processus de planification ;
2. les outils logiciels et les numéros de version avec lesquels le modèle doit être compatible ;
3. les modèles jugés acceptables au regard de la *Liste des modèles inacceptables de l'ERO* fournie par la NERC ;
4. les types de fichiers et les formats compatibles, les formulaires ou les gabarits à remplir, ainsi que des exemples de cas où le modèle peut être facilement exécuté et testé ;
5. la documentation du modèle ou le manuel d'utilisateur qui décrit les paramètres de modélisation requis, la topologie des blocs de commande, les réglages des paramètres, etc. ;
6. les exigences visant à assurer la compatibilité, l'exactitude ou le comportement des modèles, ainsi que les politiques particulières privilégiant l'utilisation de modèles définis par l'utilisateur plutôt que de modèles types génériques ou d'une bibliothèque.

L'alinéa 1.1.1 de l'exigence E1 impose au *planificateur de réseau de transport* de dresser la liste des modèles de fonctions de limitation et de protection des groupes synchrones parmi ceux énumérés au tableau 1.1 de l'annexe 1 qui doivent être vérifiés en vertu de l'exigence E2.

### **Alinéa 1.2**

Pour établir l'alinéa 1.2 de l'exigence E1 de la norme MOD-026-2, l'équipe de rédaction a étoffé le contenu de la première puce de l'exigence E1 de la norme MOD-026-1 afin de traiter des modèles de transitoires électromagnétiques (EMT) en plus des modèles dynamiques en composante directe. Les modèles EMT ne sont pas exigés pour tous les types de groupes de production ou de dispositifs, mais uniquement pour les *SERMO*, les composants FACTS et les réseaux CCHT. Cet alinéa renvoie aux exigences de modélisation EMT, que l'équipe définit comme étant celles élaborées conjointement par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* afin d'assurer l'élaboration de modèles EMT cohérents, selon les types d'études menées et les outils de simulation EMT utilisés. L'exigence E3 de la norme MOD-026-2 précise les *installations* visées (en faisant exception des installations mises en service commercial avant l'entrée en vigueur de la norme) pour lesquelles le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* doit soumettre des modèles EMT vérifiés. L'alinéa 1.2.2 de l'exigence E1 demande au *planificateur de réseau de transport* de documenter les modèles, le format et le niveau de détail acceptables pour les installations de production pour lesquelles des modèles EMT sont requis. Il lui impose également de préciser le type de

modèles EMT compatibles avec son processus de planification, de même que le type de logiciel utilisé ainsi que sa version (y compris celle du compilateur). Afin de garantir la compatibilité du modèle avec les modèles d'entités voisines dans le cadre d'études de portée plus large, le *planificateur de réseau de transport* peut définir la plage d'intervalles de temps de simulation dans laquelle le modèle doit pouvoir être exécuté. En ce qui concerne le niveau de détail, il peut exiger une modélisation intégrale des boucles de verrouillage de phase (PLL), des régulateurs rapides de courant et des interrupteurs d'électronique de puissance ou des modèles de commutation équivalents, plutôt que des modèles moyens. Afin d'assurer l'exactitude de la modélisation, il peut imposer l'utilisation du code réel ou la réalisation de validations ou d'études comparatives du matériel, ou encore interdire l'emploi de certains blocs types de bibliothèque (p. ex. utiliser un bloc de commande PLL générique au lieu de modéliser le bloc de commande PLL réel). Il est recommandé que le *planificateur de réseau de transport* décrive l'utilisation prévue du modèle EMT (p. ex. études de réseau de capacité insuffisante, de résonance sous-synchrone ou de défauts présentant un déséquilibre, ou études spécifiques d'ilotage ou de protection contre les surtensions), afin que le fournisseur puisse garantir un niveau de détail approprié. Le *planificateur de réseau de transport* devrait également indiquer si les équipements auxiliaires, dont le système de conduite de centrale, doivent aussi être inclus dans le modèle. Par souci de convivialité, il peut exiger que certaines commandes ou sorties soient facilement accessibles (comme les commandes de répartition de la puissance active ou réactive), que la description des codes de déclenchement soit fournie pour faciliter le débogage, ou que les modèles de protection puissent être réglés ou désactivés.

L'alinéa 1.2.1 de l'exigence E1 de la norme MOD-026-2 concerne les spécifications élaborées par le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* pour les modèles EMT, en appui à l'exigence E3. Dans ce cadre, les entités peuvent préciser les centrales et installations *SERMO*, les installations CCHT et les composants FACTS pour lesquels des modèles EMT sont exigés pour valider les modèles EMT en composante directe conformément à l'exigence E3. À noter que l'exception à l'exigence de modélisation EMT limite les installations pour lesquelles un *propriétaire d'installation de production* ou un *propriétaire d'installation de transport* doit soumettre des modèles EMT vérifiés, même si le *planificateur de réseau de transport* les demande. L'exigence de fournir un énoncé des besoins a été ajoutée à la norme afin que le *planificateur de réseau de transport* indique la raison pour laquelle il demande des modèles EMT pour les installations désignées comme « installations mises en service commercial avant l'entrée en vigueur de la norme ».

L'alinéa 1.2.2 oblige le *planificateur de réseau de transport* à préciser et à documenter les logiciels EMT, les formats et le niveau de détail acceptables pour les modèles de centrales et d'installations *SERMO*, d'installations CCHT et de composants FACTS pour lesquels des modèles EMT sont requis. À titre d'exemples, les spécifications du *planificateur de réseau de transport* peuvent notamment comprendre les éléments suivants :

1. la précision du type de logiciel utilisé et de sa version (y compris celle du compilateur) ;
2. la définition de la plage d'intervalles de temps de simulation dans laquelle le modèle doit pouvoir être exécuté, afin de garantir sa compatibilité avec les modèles d'entités voisines dans le cadre d'études de portée plus large ;
3. l'exigence d'un niveau de détail particulier, notamment une modélisation intégrale des PLL, des régulateurs rapides de courant et des interrupteurs d'électronique de puissance ou des modèles de commutation équivalents, plutôt que des modèles moyens ;

4. l'imposition de mesures visant à assurer l'exactitude de la modélisation, telles que l'utilisation du code réel ou la réalisation de validations ou d'études comparatives du matériel, ou encore l'interdiction de certains blocs types de bibliothèque (comme utiliser un bloc de commande PLL générique au lieu de modéliser le bloc de commande PLL réel) ;
5. la description de l'utilisation prévue du modèle EMT (p. ex., études de réseau de capacité insuffisante, de résonance sous-synchrone ou de défauts présentant un déséquilibre, ou études spécifiques d'îlotage ou de protection contre les surtensions), afin que le fournisseur puisse garantir un niveau de détail approprié ;
6. l'indication précisant si les équipements auxiliaires, dont le système de conduite de centrale, doivent aussi être inclus dans le modèle ;
7. par souci de convivialité, l'exigence que certaines commandes ou sorties soient facilement accessibles (comme les commandes de répartition de la puissance active ou réactive), que la description des codes de déclenchement soit fournie pour faciliter le débogage, ou que les modèles de protection puissent être réglés ou désactivés.

### **Alinéa 1.3**

L'alinéa 1.3 de l'exigence E1 demande au *planificateur de réseau de transport* et au *coordonnateur de la planification* de documenter et mettre à la disposition des *propriétaires d'installation de production* et des *propriétaires de réseau de transport* l'ensemble des critères non énumérés aux alinéas 1.1 et 1.2 de l'exigence E1 qui seraient utilisés pour évaluer l'acceptabilité des modèles dynamiques vérifiés et validés ainsi que de la documentation associée. On présume qu'y seraient inclus les critères d'utilisabilité énoncés aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6 de la norme MOD-026-1 et aux alinéas 5.1 à 5.3 de l'exigence E5 de la norme MOD-027-1. Cette exigence permet de s'assurer que tous les critères utilisés par le *planificateur de réseau de transport* pour évaluer l'acceptabilité, conformément à l'exigence E5 de la norme MOD-026-2, des modèles dynamiques et de la documentation associée qui sont soumis sont transparents et appliqués de manière uniforme. Sans cette disposition, les *propriétaires d'installation de production* pourraient se voir opposer des motifs de rejet de modèle imprécis ou non documentés, ce qui risquerait d'entraîner des différends ou de nuire à l'efficacité du processus. En exigeant que les *planificateurs de réseau de transport* documentent tout critère d'évaluation supplémentaire ou déclarent explicitement qu'aucun critère supplémentaire ne s'applique, la norme garantit que le processus d'acceptabilité est vérifiable et clairement consigné.

La définition des critères et leur connaissance préalable améliorent l'efficacité du processus de révision, en réduisant les délais d'évaluation et les charges associées aux soumissions, tout en augmentant les chances que les modèles soient acceptés par le *planificateur de réseau de transport* sans nécessiter de multiples cycles de révision de la part des *propriétaires d'installation de production* ou des *propriétaires d'installation de transport*.

Le *planificateur de réseau de transport* devrait se tenir informé des plus récentes directives de l'industrie afin d'orienter ses critères d'acceptation. Par exemple, le chapitre 1 du document de la NERC intitulé *Technical Report: BPS-Connected Inverter-Based Resource Modeling and Studies* présente une liste de questions qu'il pourrait se poser à la réception de modèles dynamiques. Dans le cas des centrales photovoltaïques pour lesquelles des modèles génériques du WECC sont utilisés, il peut suivre les étapes décrites aux sections 4.2 et 4.3 du document du WECC intitulé *Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline* afin de vérifier que les balises de contrôle du modèle sont correctement configurées. Pour les vérifications de paramétrage, il peut également préciser des paramètres techniquement acceptables, mais contraires aux exigences de raccordement, tels que

des commandes de statisme, des plages d'insensibilité, des réglages de protection ou des modes de commande inadéquats. Il peut en outre préciser les essais de perturbations de grande amplitude que les *propriétaires d'installation de production* ou les *propriétaires d'installation de transport* doivent simuler au moyen de modèles en composante directe de *SERMO* et de modèles EMT, aux fins de comparaison de référence.

Le terme « utilisabilité » s'entend de la capacité d'un *planificateur de réseau de transport* et d'un *coordonnateur de la planification* à utiliser un modèle à l'aide de leurs propres outils et processus. Un modèle peut être jugé utilisable lorsqu'il est connecté uniquement à une barre à puissance infinie, mais ne plus l'être lorsqu'il est exécuté dans le contexte d'un réseau électrique plus vaste. Le terme « interopérabilité » désigne la capacité d'un modèle à être utilisé en conjonction avec d'autres modèles existants. Ces deux notions sont étroitement liées. En complément des critères énoncés aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6 de la norme MOD-026-1 et aux alinéas 5.1 à 5.3 de l'exigence E5 de la norme MOD-027-1 qui définissent un modèle utilisable, d'autres éléments peuvent être précisés afin de s'assurer qu'un modèle est à la fois utilisable et doté d'une interopérabilité adéquate, notamment :

- la documentation ou les instructions ;
- la plage d'intervalles dans laquelle le modèle doit pouvoir être exécuté ;
- l'accessibilité des commandes ou des options pertinentes permettant à l'utilisateur de manipuler le modèle ;
- la présence de fonctions de rapport ou de diagnostic facilitant la détermination des problèmes de comportement ;
- la capacité d'accepter des valeurs de référence externes ;
- la capacité de mise à l'échelle ;
- la capacité d'interconnexion avec d'autres modèles ;
- les spécifications quant aux logiciels et à leurs versions ;
- la version de Fortran requise pour l'exécution du modèle ;
- le temps d'initialisation ;
- les fonctionnalités de l'outil de simulation, telles que la capture d'état ou l'exécution d'essais multiples ;
- l'absence de toute dépendance à des variables globales.

Afin de satisfaire aux critères d'acceptation pour l'initialisation, les modèles devraient pouvoir se réinitialiser sans erreur et permettre des simulations en régime stable en l'absence de perturbation.

## **Justification de l'exigence E2**

L'exigence E2 de la norme MOD-026-2 impose aux *propriétaires d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de transport* de transmettre, au *planificateur de réseau de transport*, des modèles dynamiques en composante directe vérifiés et validés, ainsi que les paramètres associés et la documentation à l'appui, conformément au processus établi à l'exigence E1. L'objectif est de faire en sorte que les modèles utilisés dans les études de planification reflètent fidèlement les équipements en service. Cette exigence est appuyée par les

annexes 1 et 2, qui définissent respectivement les exigences minimales de modélisation et de périodicité applicables.

Parmi les principaux changements apportés par rapport à la norme MOD-026-1 figure l'élargissement de la portée de l'exigence E2. Cette version portait principalement sur les systèmes d'excitation et les fonctions de commande volt-var des groupes synchrones. La norme MOD-026-2 clarifie son applicabilité aux *SERMO* et inclut désormais les compensateurs synchrones, les composants FACTS et les réseaux CCHT, en mentionnant explicitement chacune de ces technologies dans la section 4.2 (Installations) ainsi que dans les exigences de vérification et de validation.

Le texte au format narratif est remplacé par des tableaux structurés à l'annexe 1 (le tableau 1.1, pour les machines synchrones, et le tableau 1.2, pour les *SERMO*, les composants FACTS et les réseaux CCHT), afin d'assurer une mise en œuvre uniforme à l'échelle de l'industrie. Ces tableaux précisent les éléments minimalement requis dans les modèles, ainsi que les données propres à l'emplacement pour chaque technologie. Enfin, la norme inclut explicitement la *vérification de modèle* (mais non la *validation de modèle*) des limiteurs et des fonctions de protection activés qui sont susceptibles de provoquer un déclenchement ou de modifier le comportement lors de perturbations du réseau.

#### **Justification des alinéas de l'exigence E2**

L'exigence E2 vise à ce que les modèles en composante directe utilisés pour les simulations dynamiques représentent fidèlement l'équipement réel en service.

À cette fin, l'annexe 1 précise les composants que doivent minimalement comporter les modèles vérifiés, en distinguant les ressources synchrones (tableau 1.1) des *SERMO* (tableau 1.2). L'annexe 2 définit, pour sa part, les exigences de périodicité applicables à la vérification et à la validation des modèles, afin d'en maintenir l'exactitude tout au long du cycle de vie de l'installation, ceux-ci pouvant devenir obsolètes avec le temps pour diverses raisons. En imposant un cycle de validation maximal de dix ans (qui est plus court en cas de modifications), l'exigence E2 assure une gestion continue de la qualité des modèles.

L'**alinéa 2.1 de l'exigence E2** stipule que les modèles soumis doivent refléter la configuration de l'installation et de l'équipement physique en service.

L'**alinéa 2.2 de l'exigence E2** impose la vérification des paramètres configurables propres à l'emplacement qui peuvent être confirmés par le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport*. Des paramètres tels que les gains d'excitation, le statisme du régulateur de vitesse, les seuils des limiteurs et les réglages du système de conduite de centrale ont une forte influence sur le comportement dynamique de l'installation. Cette exigence permet donc de s'assurer que les valeurs des paramètres des modèles correspondent aux réglages appliqués sur le terrain.

L'**alinéa 2.3 de l'exigence E2** impose la validation d'au moins les événements décrits aux alinéas 2.3.1 et 2.3.2 qui doivent faire l'objet d'une *validation de modèle*. Pour les groupes synchrones (tableau 1.1), il s'applique aux dispositifs de commande de courant d'excitation et de régulation de vitesse, à l'exclusion des limiteurs et des systèmes de protection. Pour les *SERMO* et les installations CCHT et FACTS (tableau 1.2), il concerne les systèmes de conduite de centrale, les commandes de tension et les régulateurs de puissance réactive et active (ou de fréquence), tout en excluant également les fonctions de protection et de limitation.

Les excursions de fréquence ont été ajoutées au corps principal de l'exigence à la suite des commentaires de l'industrie. Initialement mentionnée uniquement dans une note de l'annexe 2, puis déplacée en note de bas de page dans la norme MOD-026-2, cette notion a été incorporée directement dans les sous-alinéas de l'exigence par suite d'autres commentaires.

L'inclusion de ces éléments comble les lacunes relevées lors d'analyses de perturbations antérieures menées par la NERC (p. ex. les rapports sur les perturbations à Odessa), où une modélisation inadéquate des éléments de protection avait provoqué un déclenchement généralisé de *SERMO*. La prise en compte de tels événements dynamiques dans les simulations en composante directe améliore l'exactitude des études de planification et contribue à atténuer les risques pour la fiabilité.

La norme prévoit que la *validation de modèle* puisse être réalisée par des essais ou à partir de données mesurées lors de perturbations réelles du réseau. Dans le cas des *SERMO*, ces données peuvent provenir de l'équipement de surveillance installé en vue de satisfaire à la norme PRC-028-1, sur laquelle peuvent s'appuyer les *planificateurs de réseau de transport* pour demander aux *propriétaires d'installations de production* de leur fournir ces données.

### Justification de l'exigence E3

L'exigence E3 de la norme MOD-026-2 a été élaborée dans l'intention d'établir des exigences claires visant à vérifier que les modèles EMT représentent fidèlement les équipements en service dans chaque *SERMO*. L'augmentation du nombre de *SERMO* raccordées au *BPS* en Amérique du Nord conduit les *planificateurs de réseau de transport* et les *coordonnateurs de la planification* à s'appuyer de plus en plus sur des modèles dynamiques en composante directe pour assurer la fiabilité de l'exploitation du *BPS*. Or, certains enjeux ont été observés dans un nombre croissant de réseaux, tant en Amérique du Nord qu'ailleurs dans le monde, notamment les suivants :

- Les plateformes de simulation en valeur efficace de la composante directe ne sont généralement pas adaptées, par leur nature même, à la représentation fidèle de la réponse dynamique des *SERMO* lors de défauts présentant un déséquilibre.
- Il en résulte une capacité limitée à modéliser avec exactitude la commande ou la protection des phases individuelles dans ce type de plateforme. Ces limites restreignent donc la capacité des modèles à évaluer avec précision le comportement de tenue lors de défauts présentant un déséquilibre, alors que ces évaluations sont souvent requises dans le cadre d'études de raccordement et de planification.
- Dans les régions à forte pénétration de *SERMO* ou comportant des réseaux à faible résistance aux courts-circuits, même les modèles dynamiques en valeur efficace de la composante directe génériques les plus avancés peuvent éprouver des problèmes numériques qui compliquent le travail des *planificateurs de réseau de transport*.
- Ces modèles ne reproduisent pas le comportement en code réel des *SERMO* et reposent souvent sur un jugement technique fondé sur des schémas fonctionnels de contrôleurs pour représenter le comportement réel de ces dispositifs d'électronique de puissance complexes.
- En raison de ces enjeux (problèmes numériques et hypothèses de modélisation simplifiées), les modèles dynamiques en valeur efficace de la composante directe génériques les plus avancés sont souvent

incapables de détecter l'instabilité des commandes, les interactions entre les commandes d'installations voisines ou encore le déclenchement d'onduleurs d'une durée inférieure à un cycle.

- Comme l'ont documenté les rapports sur les perturbations à Odessa publiés par la NERC en 2021 et 2022, la majorité des causes de réduction de puissance observées dans les centrales photovoltaïques solaires lors de ces perturbations, ainsi que dans d'autres événements analysés par la NERC, ne peuvent être adéquatement représentés à l'aide de modèles dynamiques en composante directe. Il est donc essentiel d'utiliser des modèles EMT de haute qualité et spécifiques aux équipementiers pour cerner ces mécanismes de déclenchement.

Divers enjeux liés à la modélisation justifient la nécessité croissante de procéder à une modélisation EMT et à des études sur les *SERMO*, en particulier dans les régions où la pénétration de ces ressources est croissante ou dans les réseaux à faible résistance aux courts-circuits. Ces régions peuvent correspondre à de vastes portions du *BPS* ou à de petits regroupements localisés de *SERMO*, et elles sont souvent éloignées des charges et des groupes synchrones. À cet égard, la directive de fiabilité de la NERC intitulée *Improvements to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter-Based Resources* recommande d'exiger la modélisation EMT en code réel pour toutes les *SERMO* nouvellement raccordées au *BPS* ainsi que la réalisation d'études comparatives entre les modèles dynamiques en valeur efficace de la composante directe et les modèles EMT. Enfin, l'ensemble des enjeux décrits ci-dessus repose sur une paramétrisation exacte des modèles afin que ceux-ci reflètent fidèlement l'équipement installé sur le terrain. La paramétrisation inexacte d'un modèle (qu'il s'agisse d'un modèle en valeur efficace de la composante directe ou d'un modèle EMT) peut conduire à une définition erronée des enjeux de fiabilité du *BPS*.

À l'instar de l'alinéa 2.1 de l'exigence E2, l'**alinéa 3.1 de l'exigence E3** stipule que les modèles EMT soumis doivent refléter la configuration de l'installation et de l'équipement physique en service.

L'**alinéa 3.2 de l'exigence E3** impose la vérification des paramètres configurables propres à l'emplacement qui peuvent être confirmés par le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport*. Des paramètres tels que les gains d'excitation, le statisme du régulateur de vitesse, les seuils des limiteurs et les réglages du système de conduite de centrale ont une forte influence sur le comportement dynamique de l'installation. Cet alinéa permet donc de s'assurer, à l'instar de l'alinéa 2.2 de l'exigence E2, que les valeurs des paramètres du modèle EMT correspondent aux réglages appliqués sur le terrain.

L'**alinéa 3.3 de l'exigence E3** demande la validation du modèle EMT et concerne les systèmes de conduite de centrale, les commandes de tension ainsi que les régulateurs de puissance réactive et active (ou de fréquence), tout en excluant les fonctions de protection et de limitation.

Les excursions de fréquence ont été ajoutées au corps principal de l'exigence à la suite des commentaires de l'industrie. Initialement mentionnée uniquement dans une note de l'annexe 2, puis déplacée en note de bas de page dans la norme MOD-026-2, cette notion a été incorporée directement dans les sous-alinéas de l'exigence par suite d'autres commentaires.

La norme prévoit que la *validation de modèle* puisse être réalisée par des essais ou à partir de données mesurées lors de perturbations réelles du réseau. Dans le cas des *SERMO*, ces données peuvent provenir de l'équipement de surveillance installé en vue de satisfaire à la norme PRC-028-1, sur laquelle peuvent s'appuyer les *planificateurs de réseau de transport* pour demander aux *propriétaires d'installations de production* de leur fournir ces données.

L'alinéa 3.4 de l'exigence E3 impose la validation des *SERMO* au niveau de chaque onduleur ou éolienne, conformément à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3. Cette approche est justifiée par la nature décentralisée des *SERMO*, en ce qu'elle permet de s'assurer que les modèles de ces composants des *SERMO* – les plus importants, et ceux qui influencent le plus fortement les comportements dynamiques lors de perturbations du réseau – sont validés par rapport aux essais réalisés par les équipementiers en usine ou en centre d'essais avant leur intégration à l'ensemble de la *SERMO*.

### **Perturbations de grande amplitude**

Dans le contexte de la norme MOD-026-2, une perturbation de grande amplitude est généralement provoquée par un défaut sur le réseau de transport, une perte de production, la perte d'une charge importante ou la manœuvre d'une ligne de transport fortement chargée. La norme *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems* (2022) ainsi que le document de la NERC intitulé *BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance* (septembre 2018) caractérisent les perturbations de grande amplitude dans le contexte des *SERMO* comme des événements entraînant une excursion de la tension aux bornes d'un groupe *SERMO* hors de la plage de fonctionnement continu. De telles perturbations peuvent provoquer des non-linéarités dans les systèmes de commande, telles que des limites en amplitude ou en taux de variation, une commutation de modes de commande (p. ex. le passage au mode de commande de la tenue en fréquence) ou le déclenchement de fonctions de protection de l'équipement. Étant donné que ces non-linéarités dépendent de configurations de commandes propres à chaque équipementier, et donc non normalisées, il est impossible de définir de manière uniforme une variation de tension, de fréquence ou d'angle de phase qui signalerait la survenue de telles non-linéarités pour l'ensemble des *SERMO*.

La réponse des *SERMO* à ces perturbations dépend des fonctions de commande et de protection programmables et ne peut donc pas être extrapolée avec fiabilité à partir d'essais réalisés pour des perturbations de faible amplitude. Par ailleurs, la réalisation d'essais en grande amplitude est impraticable, et les événements susceptibles de provoquer de telles perturbations se produisent rarement à des intervalles propices aux essais, voire jamais. Il est donc essentiel de recourir à une autre méthode de validation de modèle en composante directe pour les perturbations de grande amplitude. À cet égard, l'utilisation de la simulation et de la modélisation EMT comme substitut aux essais en grande amplitude ou aux perturbations de grande amplitude réelles constitue une méthode appropriée. Les essais réalisés sur les dispositifs en vertu de l'alinéa 3.1 de l'exigence E3 visent d'abord à s'assurer que la réponse du modèle d'un groupe *SERMO* est cohérente avec celle de l'équipement fourni, ou qu'elle en émule le comportement. Pour définir le terme « groupe *SERMO* », l'équipe de rédaction a inséré une note de bas de page dans la norme MOD-026-2. Cette note, élaborée lors des précédentes phases de rédaction, s'aligne autant que possible sur la définition de la norme IEEE 2800, qui comprend un schéma illustrant ce que constitue un groupe *SERMO*. Bien que la norme ne précise ni les procédures ni les méthodes d'essai applicables aux dispositifs *SERMO* en vertu de l'alinéa 3.4 de l'exigence E3, les essais sur les dispositifs doivent être spécifiques au matériel et peuvent comporter des essais en usine, des essais avec le matériel intégré ou d'autres essais du fabricant. L'objectif est de s'assurer que la réponse du modèle EMT à une perturbation de grande amplitude émule celle de l'équipement fourni. Le modèle EMT global de la centrale ou de l'installation est ensuite construit en combinant les modèles d'autres éléments de la centrale ou de l'installation – notamment le modèle du système de conduite de centrale validé par des essais de matériel et tout modèle dynamique d'équipements auxiliaires, tels que les compensateurs statiques synchrones – avec les modèles équivalents validés des onduleurs individuels, conformément à l'alinéa 3.1 de l'exigence E3. Ce modèle est aussi validé, soit par des essais, soit à partir de mesures recueillies lors d'une perturbation de réseau, conformément à l'alinéa 3.3 de l'exigence E3.

Selon l'**alinéa 3.5 de l'exigence E3**, le modèle EMT de l'installation, une fois vérifié et validé, doit constituer la plateforme de référence servant à la validation du modèle en composante directe. Les essais de simulation de perturbations de grande amplitude à exécuter à l'aide des modèles EMT et des modèles en composante directe aux fins de comparaison de référence doivent inclure notamment les défauts présentant un déséquilibre et ceux qui n'en présentent pas, les défauts phase-terre à élimination retardée au point de raccordement, les surtensions temporaires ou transitoires, les taux de variation de la fréquence (ROCOF), les niveaux (ou rapports) de court-circuit variables, ainsi que les sauts d'angle de phase, selon les spécifications du *planificateur de réseau de transport*, en vertu de l'alinéa 1.3 de l'exigence E1.

Les essais de perturbations de grande amplitude pour des *SERMO* individuelles peuvent être effectués à la fois sur un système d'essai EMT et sur un système d'essai en composante directe qui comprennent un modèle de l'installation raccordée à un jeu de barres contrôlable représentant le point de raccordement et un modèle équivalent de Thévenin représentant le réseau de transport. Il n'est pas nécessaire de modéliser en détail le réseau de transport interconnecté. La tension, l'angle de phase de la tension, la fréquence et le niveau de court-circuit au jeu de barres du point de raccordement peuvent ensuite être variés afin de simuler diverses perturbations de grande amplitude dans différentes conditions du réseau.

Lorsque la vérification du modèle en composante directe exclut l'étape de comparaison avec le modèle EMT des *SERMO*, prévue à l'alinéa 3.5 de l'exigence E3, le comportement du modèle en composante directe de l'installation lors d'une perturbation de grande amplitude devrait alors être validé uniquement à partir des essais menés sur les dispositifs au niveau du groupe. Or, les essais réalisés par l'équipementier sur le groupe peuvent être limités dans leur capacité à caractériser les conditions du réseau et les événements entraînant l'instabilité et le déclenchement d'une *SERMO*, alors même que ces comportements doivent être représentés avec exactitude dans les études de planification et d'exploitation du réseau de transport. De plus, les modèles en composante directe des *SERMO* présentent également des limites quant à leur capacité à représenter les fonctions de protection et de commande influençant l'instabilité et le déclenchement. En revanche, les modèles EMT de l'installation validés au niveau du groupe par des essais ne sont, en théorie, pas soumis à ces limitations et sont donc mieux à même de représenter plus fidèlement les limites de fonctionnement stable des installations *SERMO*. Le principal avantage d'utiliser les simulations EMT pour valider les modèles en composante directe réside dans la possibilité de pousser ceux-ci à leurs limites de fonctionnement – et même au-delà – ce que ne permettent pas les essais de l'équipementier au niveau du groupe. Ce n'est qu'en définissant ces limites que le *planificateur de réseau de transport* peut évaluer la capacité des modèles en composante directe de l'installation à représenter adéquatement le comportement lors d'une perturbation de grande amplitude.

### Justification de l'exigence E4

L'exigence E4 de la norme MOD-026-2 reprend l'intention ainsi que certains éléments de l'exigence E4 des normes MOD-026-1 et MOD-027-1. Elle vise à faire en sorte que les modèles révisés et la documentation associée soient transmis au *planificateur de réseau de transport* dans un délai raisonnable à la suite de toute modification d'une installation existante qui a pour effet de changer son comportement dynamique. Si des modifications d'équipement ou d'installation entraînent des changements de comportement dynamique, les modèles dynamiques utilisés pour en évaluer l'impact sur le réseau doivent également être revalidés et soumis de nouveau au *planificateur de réseau de transport*, afin de lui permettre d'analyser leur impact sur la fiabilité du réseau. L'équipe de rédaction a ajouté le passage « Sous réserve d'un accord commun avec le *planificateur de réseau de transport* » pour permettre aux *propriétaires d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de transport* de soumettre les modèles au-delà du délai de 180 jours civils suivant une modification, lorsqu'une

prolongation est requise et jugée acceptable par le *planificateur de réseau de transport*. Ce délai supplémentaire a été intégré directement au texte de l'exigence, l'industrie et l'équipe estimant qu'il devait y figurer plutôt que dans le tableau des exigences de périodicité.

Voici des exemples de modifications pouvant changer les caractéristiques de la réponse dynamique : remplacement de l'excitatrice, du régulateur de tension ou du stabilisateur volt-var ou de puissance, y compris les modifications logicielles pouvant changer la réaction de la commande de courant d'excitation ; ajout ou remplacement du système de commande numérique des installations ; modifications au logiciel du système de commande numérique des installations susceptibles de changer la réaction de la commande de courant d'excitation ; ajout ou remplacement d'équipement de commande volt-var (compensateurs statiques, batteries de condensateurs, dispositifs d'excitation de groupe de production, etc.) ; modification du mode de réglage de tension (p. ex., passage de la régulation du facteur de puissance à un réglage automatique de tension, etc.) ; ou modification des réglages de l'excitatrice, du régulateur de tension, du compensateur d'impédance ou du stabilisateur de puissance.

### Justification de l'exigence E5

L'exigence E5 de la norme MOD-026-2 reprend l'intention ainsi que certains éléments des exigences E3 et E6 de la norme MOD-026-1 et des exigences E3 et E5 de la norme MOD-027-1. Elle vise à faire en sorte qu'après l'évaluation des modèles et de la documentation associée qui ont été soumis, le *planificateur de réseau de transport* communique, dans un délai raisonnable, son acceptation ou son refus des modèles au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport*. Si le *planificateur de réseau de transport* juge les modèles et la documentation associée acceptables, il doit transmettre un avis écrit à l'entité concernée. Il doit également envoyer à son *coordonnateur de la planification* soit un avis écrit, soit le ou les modèles acceptés accompagnés de la documentation associée. L'équipe de rédaction a prévu une certaine souplesse à cet égard afin de tenir compte de la diversité des processus de communication entre le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification*. À l'inverse, si le *planificateur de réseau de transport* détermine que les modèles et la documentation associée ne respectent pas les exigences d'acceptation établies en vertu de l'exigence E1, il est tenu de fournir, au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport*, des explications claires et assez détaillées pour leur permettre de comprendre la non-conformité et d'y remédier.

Sous réserve d'un commun accord avec le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport*, le *planificateur de réseau de transport* peut procéder à l'évaluation des modèles et de la documentation associée dans un délai prolongé. L'équipe a intégré cette marge de manœuvre en réponse aux préoccupations exprimées par l'industrie concernant un afflux potentiellement important de soumissions lors de l'entrée en vigueur de la norme MOD-026-2.

## Justification de l'exigence E6

L'exigence E6 de la norme MOD-026-2 reprend certains éléments des exigences E3 et E5 de la norme MOD-026-1 et de l'exigence E3 de la norme MOD-027-1. Elle vise à faire en sorte que le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* réponde à l'avis de non-acceptation du *planificateur de réseau de transport*, ou à sa demande de révision de modèle, dans un délai raisonnable. Si l'une ou l'autre des deux premières entités conclut qu'une révision de modèle est nécessaire pour corriger les non-conformités relevées, elle doit transmettre un modèle révisé conforme aux exigences. À l'inverse, si elle estime que le modèle existant doit être conservé et qu'aucune révision n'est requise, elle doit fournir une justification technique accompagnée des documents à l'appui en réponse aux non-conformités relevées par le *planificateur de réseau de transport* ou aux préoccupations exprimées par ce dernier. L'intention de l'exigence E6 est que le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* corrige les problèmes de modélisation relevés par le *planificateur de réseau de transport*, que ce soit à l'issue de l'évaluation initiale du modèle ou ultérieurement. Lorsqu'un modèle est rejeté en vertu de l'exigence E6, l'entité concernée dispose de 120 jours civils pour fournir le ou les modèles révisés ou les raisons techniques justifiant la conservation du modèle existant. Lorsqu'une révision de modèle est demandée, elle dispose de 180 jours civils, sauf si un délai différent est convenu d'un commun accord avec le *planificateur de réseau de transport*, pour fournir les modèles révisés ou une justification technique appuyant la conservation du modèle existant.

## Justification de l'exigence E7

Selon l'exigence E7, le *planificateur de réseau de transport* doit fournir les modèles existants (en cours d'utilisation) au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* qui en fait la demande. Une telle demande peut survenir dans le contexte d'un transfert de propriété, en cas d'absence de modèles dans les dossiers ou lorsque des divergences sont constatées dans les registres de modèles.

## Justification du tableau 1.1 de l'annexe 1

Le tableau 1.1 de l'annexe 1, en lien avec l'exigence E2, reprend les aspects de l'exigence E2 de la norme MOD-026-1 qui concernent les machines synchrones. L'exigence E2 de la norme MOD-026-2 précise les éléments à modéliser pour les groupes synchrones et les compensateurs synchrones, notamment certains limiteurs et systèmes de protection, y compris tout contrôleur d'amortissement des oscillations de puissance. Elle stipule en outre que le modèle doit représenter l'équipement en service dans l'installation. La modélisation du réglage de tension et de la réponse dynamique en puissance réactive des groupes synchrones aux perturbations de tension du réseau de transport est essentielle à une évaluation exacte de la stabilité et de la fiabilité du réseau dans les simulations dynamiques. C'est pourquoi on demande les modèles dynamiques vérifiés (accompagnés des paramètres associés) qui représentent les groupes de production, leur système d'excitation, ainsi que certains limiteurs et fonctions de protection liés au réglage de tension et au comportement en puissance réactive.

Ce tableau intègre également les aspects de l'exigence E2 de la norme MOD-027-1 qui concernent les machines synchrones. L'exigence E2 de la norme MOD-026-2 précise les éléments à modéliser pour les groupes synchrones, notamment certains systèmes de protection. Elle stipule aussi que le modèle doit représenter l'équipement en service dans l'installation. La modélisation de la régulation de vitesse et de la réponse en puissance active des groupes synchrones aux événements de déviation de fréquence du réseau de transport est essentielle à une évaluation exacte de la stabilité et de la fiabilité du réseau dans les simulations dynamiques. C'est pourquoi on demande les modèles dynamiques vérifiés (accompagnés des paramètres associés) qui représentent les machines motrices, les régulateurs de vitesse, les contrôleurs de charge et certaines fonctions de protection liées à la réponse en fréquence et au comportement en puissance active. De plus, le terme « turbine » mentionné dans la

norme MOD-027-1 a été remplacé par le terme « machine motrice », qui peut désigner une turbine, un moteur à combustion interne ou toute autre source mécanique de puissance.

### **Modélisation des systèmes de protection conformément à l'exigence E2 de la norme MOD-026-2**

La modélisation des systèmes de protection des groupes de production est cruciale, car des perturbations de grande amplitude peuvent entraîner la mise hors circuit de ressources de production, ce qui peut amplifier les perturbations du réseau et provoquer, par exemple, des déclenchements en cascade ou un îlotage. De plus, lors de phénomènes transitoires, des groupes peuvent être mis hors circuit si certains éléments des systèmes de protection sont réglés avec des temporisations minimales. Le *planificateur de réseau de transport* doit pouvoir étudier ces comportements afin d'évaluer et d'atténuer le risque pour la fiabilité. Même lorsque les relais des groupes synchrones et des compensateurs synchrones sont réglés conformément aux normes de la NERC applicables aux systèmes de protection, les perturbations du réseau peuvent malgré tout provoquer leur déclenchement et influencer sur la réponse du réseau. Les systèmes de protection à modéliser sont désignés par le *planificateur de réseau de transport* en vertu de l'alinéa 1.1.1 de l'exigence E1. Ils correspondent aux éléments de relais installés sur les actifs du *BES* qui entraînent l'ouverture du disjoncteur du groupe de production et la mise hors circuit de l'actif, que ce soit par déclenchement du disjoncteur – directement ou au moyen d'un relais auxiliaire (p. ex. un relais de blocage) – ou encore par l'arrêt rapide de la machine motrice, entraînant l'ouverture du disjoncteur (parfois appelé « déclenchement successif »). Les fonctions de protection précisées au tableau 1.1 peuvent être sensibles aux perturbations de grande amplitude et, à l'exception de la fonction de protection contre la perte de synchronisme, agissent soit directement sur des grandeurs, soit indirectement par l'intermédiaire du système d'excitation. Une attention particulière doit donc être portée aux éléments et aux fonctions énumérés au tableau 1.1, notamment aux éléments de régulation de fréquence (ou de la vitesse), car de nombreuses entités les règlent en se basant sur les exigences de la norme PRC-024 plutôt que sur les capacités réelles de l'équipement. De même, les systèmes de protection en fréquence et en vitesse de nombreuses grandes turbines à vapeur présentent des tolérances de réglage serrées, compte tenu de la nature de ces machines et de leurs capacités intrinsèques. Dans ce contexte, certains événements peuvent provoquer la mise hors circuit de ces machines, ce qui influera sur le comportement de l'ensemble du réseau lors de perturbations.

### **Justification du tableau 1.2 de l'annexe 1**

L'exigence E2 de la norme MOD-026-2, en lien avec le tableau 1.2, intègre les aspects de l'exigence E2 des normes MOD-026-1 et MOD-027-1 qui concernent les *SERMO*. Elle précise l'information à transmettre ainsi que les modèles requis pour ces ressources. Le tableau 1.2 a été élaboré dans le but d'énoncer des exigences de modélisation claires pour les ressources de production décentralisées mentionnées dans l'inclusion I4 de la définition du *BES* (essentiellement les installations *SERMO*), ainsi que les équipements électroniques de puissance (composants FACTS) et les équipements terminaux CCHT, de manière à ce que les modèles représentent l'équipement en service dans chaque installation. Il s'applique spécifiquement à la modélisation en composante directe de la commande volt-var et du réglage fréquence-puissance active, y compris tout contrôleur d'amortissement des oscillations de puissance. Il vise les activités de vérification et de validation et exige, à ces fins, la transmission de la documentation du fabricant, de renseignements sur l'équipement, des modèles du matériel et des systèmes de commande, ainsi que des modèles de certains limiteurs et systèmes de protection. L'objectif est de s'assurer que la modélisation en composante directe de la réponse en volt-var et en fréquence-puissance active reflète fidèlement l'équipement en service dans l'installation.

## Justification de l'annexe 2

L'annexe 2 précise les périodicités applicables ainsi que certains critères d'exemption. Elle établit les échéances relatives aux activités de *vérification de modèle* et de *validation de modèle* initiales et subséquentes pour les installations ou centrales existantes et nouvelles, de même que les délais applicables à la reprise de ces activités à la suite de modifications à une centrale ou à une installation susceptibles d'influer sur les caractéristiques de la réponse dynamique. Les installations ou centrales existantes peuvent continuer de faire l'objet de vérifications et de validations de modèles subséquentes conformément aux échéanciers de conformité établis par le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* en vertu des normes MOD-026-1 et MOD-027-1. Des exemptions sont prévues pour certains groupes identiques admissibles dans les centrales avec groupes synchrones, pour les installations ou centrales dépourvues de commande volt-var ou de réglage vitesse-fréquence en boucle fermée, pour celles qui sont insensibles aux variations de fréquence ou de tension du réseau, ainsi que pour celles ayant un faible facteur d'utilisation.

### Rangée 8 de l'annexe 2

La pratique adoptée par l'industrie en matière de modélisation de groupes de production et de turbines reconnaît que certains mécanismes de commande de machine motrice n'entraînent pas de variation notable de la puissance fournie lors d'un changement de vitesse ou de fréquence. En conséquence, ces mécanismes ne sont généralement pas modélisés dans les études de stabilité, bien qu'il subsiste une part d'incertitude et des divergences d'opinions quant aux commandes de machine motrice devant être considérées comme insensibles. La directive de fiabilité de la NERC intitulée *Application Guide for Turbine-Governor Modeling* formule des recommandations à l'intention de l'industrie sur les bonnes pratiques à adopter pour modéliser différents types de mécanismes de commande qui influent sur la réponse en fréquence, y compris ceux qui ne devraient pas être modélisés. Ces recommandations sont résumées dans le tableau 1.2 de cette directive. La rangée 8 de l'annexe 2 de la norme MOD-026-2 reprend avec concision les recommandations relatives aux machines motrices qui n'ont pas à être modélisées. Ainsi, lorsqu'une installation visée est modélisée selon ces recommandations, elle est réputée respecter l'intention des critères énoncés à cette rangée.

### Rangée 9 de l'annexe 2

Les essais de validation sont exemptés pour les groupes de production dont le facteur d'utilisation net a été de 5 % ou moins au cours des trois dernières années. Cette exemption tient compte du nombre limité d'occasions permettant d'effectuer des essais sur les systèmes d'excitation ou les régulateurs de vitesse. En revanche, les possibilités de réaliser des essais de commande volt-var et de réglage fréquence-puissance sont nettement plus nombreuses pour les installations *SERMO*. Par conséquent, cette exemption ne visait pas à s'appliquer à celles-ci.

## Justification du retrait de l'exigence E6 de la norme MOD-026-1

Certaines dispositions de l'exigence E6 de la norme MOD-026-1 sont reprises dans deux exigences de la norme MOD-026-2 : l'exigence E5, qui précise la réponse que le *planificateur de réseau de transport* doit donner au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* ; et l'exigence E1, qui établit l'obligation pour le *planificateur de réseau de transport* de définir les exigences applicables aux modèles et à la documentation associée qui sont soumis, comme le stipulent les alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6 de la norme MOD-026-1.

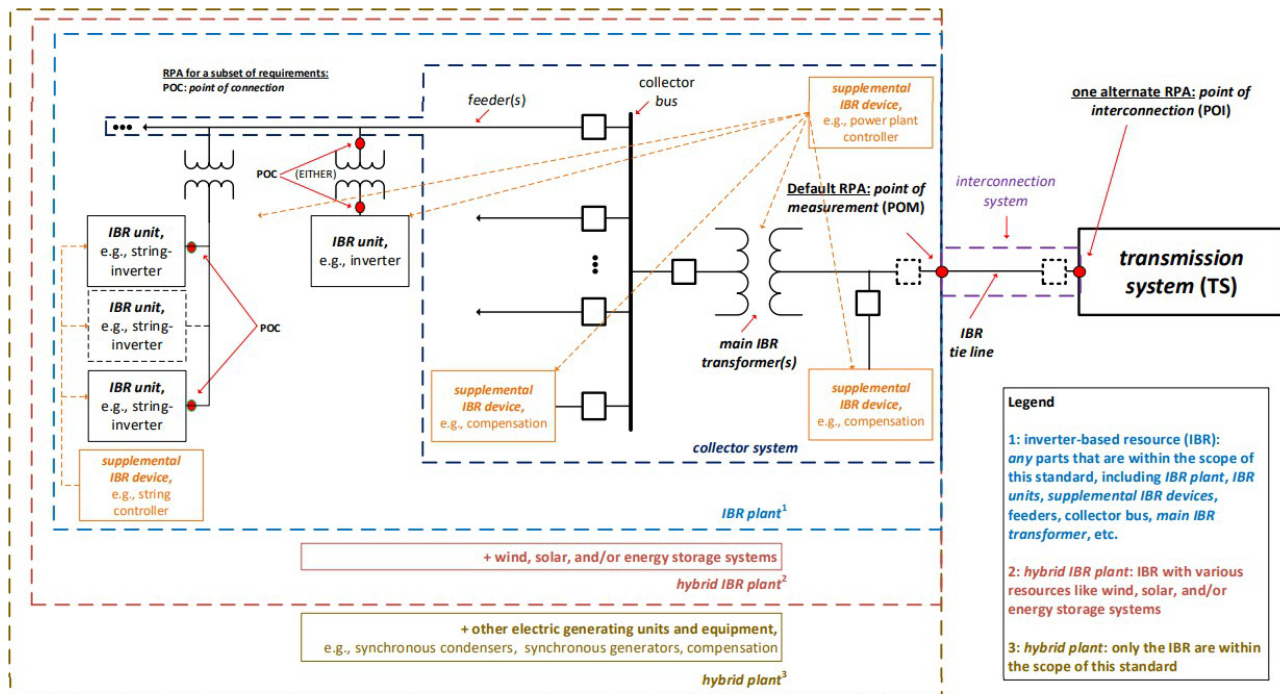
## Justification du retrait de la norme MOD-027-1

Le contenu des exigences de la norme MOD-027-1 a été intégré dans la norme MOD-026-2 comme suit :

- exigence E1 de la norme MOD-027-1 : repris par l'exigence E7 de la norme MOD-026-2 ;
- exigence E2 de la norme MOD-027-1 : intégré à l'exigence E2 de la norme MOD-026-2, au tableau 1.1, pour les groupes synchrones, et au tableau 1.2, pour les *SERMO* ;
- exigence E3 de la norme MOD-027-1 : réparti entre plusieurs exigences de la norme MOD-026-2, à savoir l'exigence E1, qui énonce l'ensemble des exigences relatives aux modèles et à la documentation associée définies par le *planificateur de réseau de transport* ; l'exigence E5, qui permet au *propriétaire d'installation de transport* de transmettre un avis de non-acceptation de modèles et de la documentation ; et l'exigence E6, qui précise les modalités de réponse du *propriétaire d'installation de production* à la suite de la réception d'un avis de non-acceptation en vertu de l'exigence E5 ou d'une demande de révision de modèle.
- exigence E1 de la norme MOD-027-1 : repris par l'exigence E4 de la norme MOD-026-2 ;
- exigence E5 de la norme MOD-027-1 : réparti entre plusieurs exigences de la norme MOD-026-2, à savoir l'exigence E1, qui énonce les exigences que le *planificateur de réseau de transport* doit définir pour les modèles et à la documentation associée qui sont soumis ; et l'exigence E5, qui impose au *propriétaire d'installation de transport* de transmettre un avis indiquant si les modèles et la documentation associée sont acceptables ou non. Les critères permettant de déterminer si un modèle est utilisable ou non, énoncés aux alinéas 5.1 et 5.2 de l'exigence E5 de la norme MOD-027-1, auront normalement été intégrés aux exigences relatives aux modèles élaborées en vertu de l'exigence E1 de la norme MOD-026-2.

## Référence :

Applicabilité de la norme MOD-026-2 selon la norme IEEE-2800-2022



IEEE-2800-2022 - Adapted and reprinted with permission from IEEE. Copyright IEEE 2022. All rights reserved

| English                                                                    | Français                                                                                                                  |
|----------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>RPA for a subset of requirements</b><br><b>POC: point of connection</b> | <b>Point de référence d'applicabilité (RPA) pour un sous-ensemble d'exigences :</b><br><b>point de raccordement (POC)</b> |
| feeder(s)                                                                  | Artères                                                                                                                   |
| collector bus                                                              | Jeu de barres collectrices                                                                                                |
| POC (EITHER)                                                               | POC (un des deux)                                                                                                         |
| IBR unit,<br>e.g., string-inverter                                         | Groupe <b>SERMO</b><br>(ex. : onduleur de chaîne)                                                                         |
| supplemental IBR device<br>e.g. string controller                          | Dispositif <b>SERMO</b> supplémentaire<br>(ex. : contrôleur de chaîne)                                                    |
| IBR unit,<br>e.g., inverter                                                | Groupe <b>SERMO</b><br>(ex. : onduleur)                                                                                   |
| supplemental IBR device<br>e.g. compensation                               | Dispositif <b>SERMO</b> supplémentaire<br>(ex. : compensation)                                                            |
| supplemental IBR device                                                    | Dispositif <b>SERMO</b> supplémentaire                                                                                    |

| English                                                                                                                                                                                                     | Français                                                                                                                                                                                                                                                          |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| e.g. power plant controller                                                                                                                                                                                 | (ex. : système de conduite de centrale)                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>Default RPA: point of measurement (POM)</b>                                                                                                                                                              | <b>RPA par défaut : point de mesure</b>                                                                                                                                                                                                                           |
| <b>main IBR transformer(s)</b>                                                                                                                                                                              | <b>Transformateurs principaux de SERMO</b>                                                                                                                                                                                                                        |
| <b>supplemental IBR device</b><br>e.g. compensation                                                                                                                                                         | <b>Dispositif SERMO supplémentaire</b><br>(ex. : compensation)                                                                                                                                                                                                    |
| <b>collector system</b>                                                                                                                                                                                     | <b>Réseau collecteur</b>                                                                                                                                                                                                                                          |
| <b>IBR plant <sup>1</sup></b>                                                                                                                                                                               | <b>Centrale SERMO<sup>1</sup></b>                                                                                                                                                                                                                                 |
| <b>+ wind, solar, and/or energy storage systems</b>                                                                                                                                                         | <b>+ éolien, solaire et/ou système de stockage d'énergie</b>                                                                                                                                                                                                      |
| <b>IBR plant <sup>2</sup></b>                                                                                                                                                                               | <b>Centrale SERMO hybride<sup>2</sup></b>                                                                                                                                                                                                                         |
| <b>+ other electric generating units and equipment,</b><br>e.g. synchronous condenser, synchronous generators, compensation                                                                                 | <b>+ autres groupes et équipement de production d'électricité</b><br>(ex. : compensateur synchrone, groupe synchrone, compensation)                                                                                                                               |
| <b>IBR plant <sup>3</sup></b>                                                                                                                                                                               | <b>Centrale hybride<sup>3</sup></b>                                                                                                                                                                                                                               |
| <b>interconnection system</b>                                                                                                                                                                               | <b>Système de raccordement</b>                                                                                                                                                                                                                                    |
| <b>IBR tie line</b>                                                                                                                                                                                         | <b>Ligne de raccordement de SERMO</b>                                                                                                                                                                                                                             |
| <b>One alternate RPA: point of interconnection (POI)</b>                                                                                                                                                    | <b>Un seul RPA de rechange : point de raccordement</b>                                                                                                                                                                                                            |
| <b>transmission system (TS)</b>                                                                                                                                                                             | <b>Réseau de transport</b>                                                                                                                                                                                                                                        |
| <b>Legend</b>                                                                                                                                                                                               | <b>Légende</b>                                                                                                                                                                                                                                                    |
| <b>1: inverter-based resource (IBR): any parts that are within the scope of this standard, including IBR plant, IBR units, supplemental IBR devices, feeders, collector bus, main IBR transformer, etc.</b> | <b>1. Le terme « SERMO » désigne toute composante visée par la norme MOD-026-2, y compris la centrale SERMO, les groupes SERMO, les dispositifs SERMO supplémentaires, les artères, le jeu de barres collectrices, le transformateur principal de SERMO, etc.</b> |
| <b>2: hybrid IBR plant: IBR with various resources like wind, solar, and/or energy storage systems</b>                                                                                                      | <b>2. La « centrale SERMO hybride » comprend la SERMO en plus de diverses ressources, telles que l'éolien, le solaire et/ou les systèmes de stockage d'énergie</b>                                                                                                |
| <b>3: hybrid plant: only the IBR are within the scope of this standard</b>                                                                                                                                  | <b>3. Seule la SERMO est visée par la norme MOD-026-2.</b>                                                                                                                                                                                                        |
| <b>IEEE-2800-2022 – Adapted and reprinted with permission from IEEE. Copyright IEEE 2022. All rights reserved</b>                                                                                           | <b>Illustration adaptée de la norme IEEE-2800-2022 et reproduite avec la permission de l'IEEE. Copyright IEEE 2022. Tous droits réservés.</b>                                                                                                                     |