

Justification technique

Projet 2023-02 – Analyse et correction des problèmes de comportement des sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs du BES

Norme de fiabilité PRC-030-1 | Septembre 2024

PRC-030-1 – Correction des comportements imprévus des ressources raccordées par onduleur

Justification de la section Applicabilité

L'entité fonctionnelle responsable de la détection, de l'analyse et de la correction des problèmes de comportement imprévus des *ressources raccordées par onduleur (SERMO)* est le *propriétaire d'installation de production (GO)*. L'*exploitant d'installation de production (GOP)* n'est pas assujéti à la *norme de fiabilité PRC-030-1*, afin d'éviter des conflits de responsabilité et des problèmes de coordination qui pourraient survenir si ces deux entités étaient désignées comme entités fonctionnelles responsables. Le *propriétaire d'installation de production* est chargé des modifications et des améliorations nécessaires aux *SERMO* et aux installations associées pour corriger tout problème de comportement relevé. La norme exclut également le *responsable de l'équilibrage (BA)*, le *coordonnateur de la fiabilité (RC)* et l'*exploitant de réseau de transport (TOP)* de ces exigences, car d'autres normes, telles que la norme EOP-004, imposent déjà à ces entités des obligations concernant les événements à l'échelle du réseau.

Justification et description générale du projet

En réponse à la demande d'autorisation de norme (SAR) du projet 2023-02, l'équipe de rédaction a structuré les exigences de la norme PRC-030 de façon à assurer la détection, l'analyse et la correction des problèmes de comportement des *SERMO*. Dans cette demande, il est mentionné qu'une série de rapports sur des perturbations publiés par la NERC « font état de problèmes de comportement indésirable de *SERMO* raccordées au système électrique interconnecté (BPS) lors de défauts sur le réseau et des risques systémiques et importants que ces problèmes posent à la fiabilité du BPS »¹. En effet, lors de certains événements, des *SERMO* se sont déclenchées ou ont momentanément cessé de fonctionner de manière imprévue et injustifiée, compromettant ainsi la fiabilité du réseau.

L'exigence E1 décrit les modalités de détection des événements ainsi que les exclusions. L'exigence E2 prescrit l'analyse des événements détectés, en précisant dans ses sous-alinéas les éléments exacts devant être évalués. L'exigence E3 impose l'élaboration d'un *plan d'actions correctives* ou d'une justification technique lorsque des

1. Page 1 de la demande d'autorisation de norme pour l'analyse et la correction des *SERMO* faisant partie du BES (acceptée le 23 août 2023) (voir : [Event Reports \(nerc.com\)](https://www.nerc.com/Event-Reports)).

actions correctives sont jugées nécessaires. L'exigence E4 requiert la correction des problèmes de comportement, par la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives*. Les relations entre ces exigences sont illustrées à la figure 1.1.

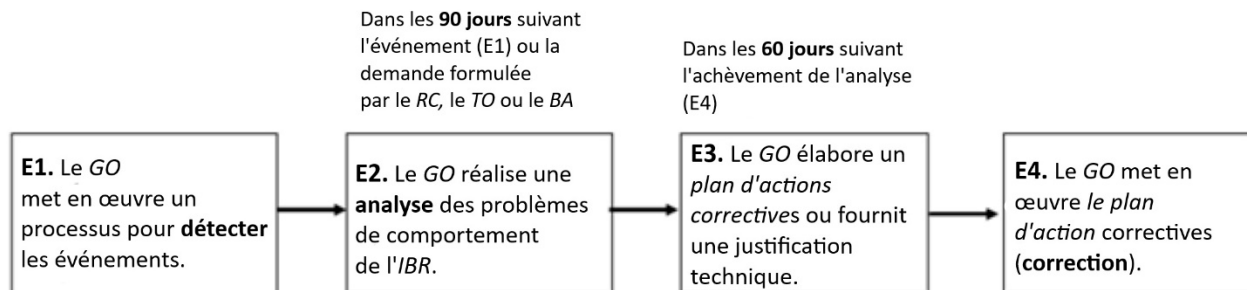


Figure 1.1 : Relations entre les exigences de la norme PRC-030-1

L'exigence E1 définit les seuils de détection des événements où surviennent des variations soudaines de la *puissance active*. La figure 1.2 illustre les critères de seuil et la logique utilisés dans l'exigence E1 et fournit d'autres informations concernant le déroulement du processus décrit dans l'exigence E2.

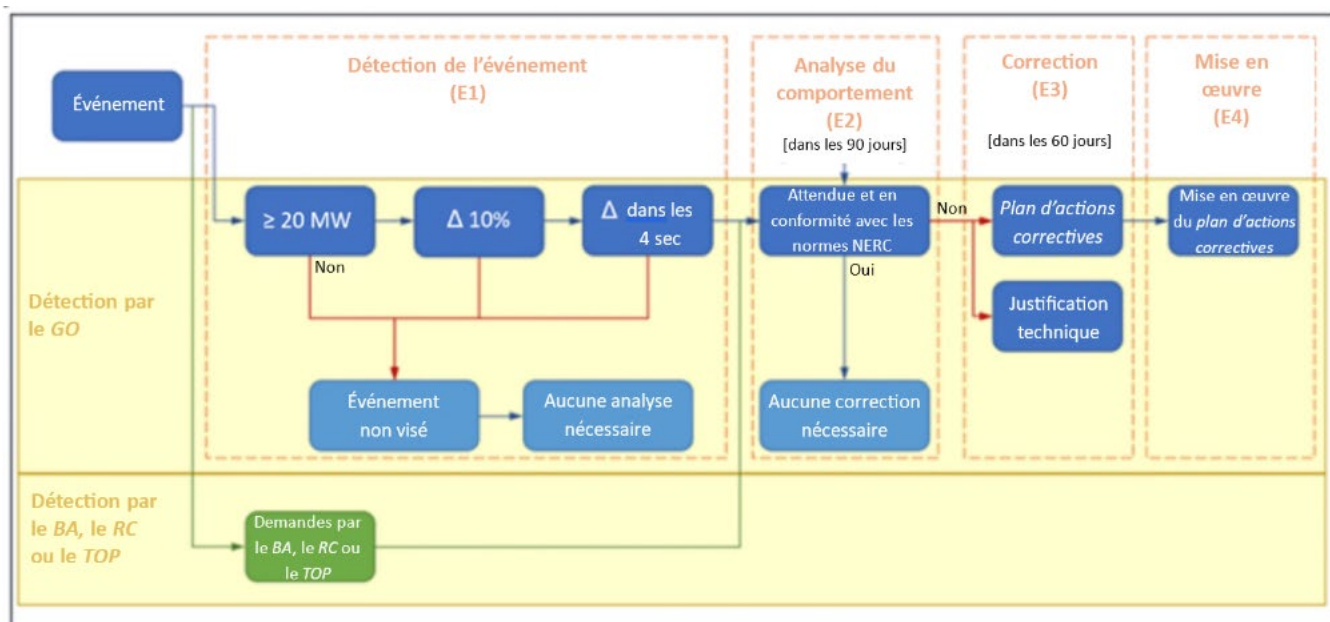


Figure 1.2 : Déroulement du processus prescrit dans la norme PRC-030-1

Justification de l'exigence E1

L'exigence E1 vise à obliger le *propriétaire d'installation de production* à mettre en place un processus documenté lui permettant de détecter par lui-même les événements suffisamment importants pour justifier la réalisation d'une analyse de comportement des *IBR*. Pour cette raison, l'équipe de rédaction a inclus dans la norme un seuil

minimal de 20 MW, couramment employé dans d'autres *normes de fiabilité* (p. ex., la norme MOD-025), afin de limiter le nombre potentiel d'événements à analyser. Ce seuil est également mentionné dans la section des règles de procédure de la NERC relative à l'inscription des entités de catégorie 2.

Bien que le *propriétaire d'installation de production* doive considérer les réponses en puissance active et réactive dans toute analyse exigée, seule la *puissance active* sert de critère pour déterminer si une analyse doit être réalisée. L'équipe de rédaction a retenu la *puissance active* comme paramètre à surveiller, afin de faciliter la mise en œuvre dans diverses configurations d'installations *IBR* et le système dorsal de traitement (comme le système SCADA). Les logiciels SCADA surveillent généralement la *puissance active* (MW) et la *puissance réactive* (Mvar), mais pas la puissance apparente (MVA). Par conséquent, la *puissance active* a été privilégiée, car sa perte constitue la principale préoccupation lors d'événements touchant les *IBR*.

Les seuils de détection d'événements spécifiés dans l'exigence E1 reposent sur une approche à deux seuils, selon la taille de l'installation *IBR*. Le tableau ci-dessous présente les seuils à appliquer pour déterminer les événements. En outre, tous les événements imprévus où il y a une perte totale de production de puissance ou une chute à 0 MW de la *puissance active* doivent être détectés, quelle que soit la taille ou la puissance de l'installation. Cela exclut naturellement les réductions de puissance planifiées et les autres exclusions mentionnées dans l'exigence E1, telles que les baisses de production en fin de journée pour les installations solaires, les retraits planifiés, la perte d'installations de transport raccordées au réseau, les cas de *fonctionnement incorrect* mentionnés dans la norme PRC-004, etc.

Puissance nominale de l'installation	Seuil
200 MW ou moins	20 MW
Plus de 200 MW	10 % de la puissance nominale (p. ex., 30 MW pour une installation de 300 MW)

La puissance nominale a été retenue comme critère pour déterminer les variations de puissance ou d'intensité de courant, car elle constitue une référence couramment utilisée dans les normes de la NERC et d'autres normes de l'industrie. De plus, elle est connue pour tous les groupes de production et figure également comme point de référence dans la définition du *BES*.

La valeur correspondant à 10 % de la puissance nominale, qui est utilisée comme seuil de détection des événements de variation de *puissance active*, est considérée par l'équipe de rédaction comme assez élevée pour exclure les faibles variations de *puissance active*, tout en étant assez faible pour permettre la détection des événements nécessitant une analyse de fiabilité. Ce seuil est défini de manière à s'appliquer aux installations dont la puissance nominale dépasse 200 MW, où 10 % représente une variation importante. Dans les autres cas, le seuil fixe minimal de 20 MW est utilisé pour la détection des événements. L'établissement d'un seuil minimal de 20 MW garantit que la variation de 10 % ne s'applique qu'aux installations de 200 MW et plus.

Pour les installations de moindre puissance, un critère basé uniquement sur un pourcentage pourrait conduire à la détection de perturbations ne justifiant probablement une analyse.

Reformulons ces critères :

- Pour les centrales d’une puissance nominale brute de 0 à 200 MW, la variation doit être d’au moins 20 MW.
- Pour les centrales d’une puissance nominale brute de 200 MW et plus, la variation doit correspondre à au moins 10 % de la puissance nominale brute.

Ces critères peuvent être représentés par le graphique de la figure 1.

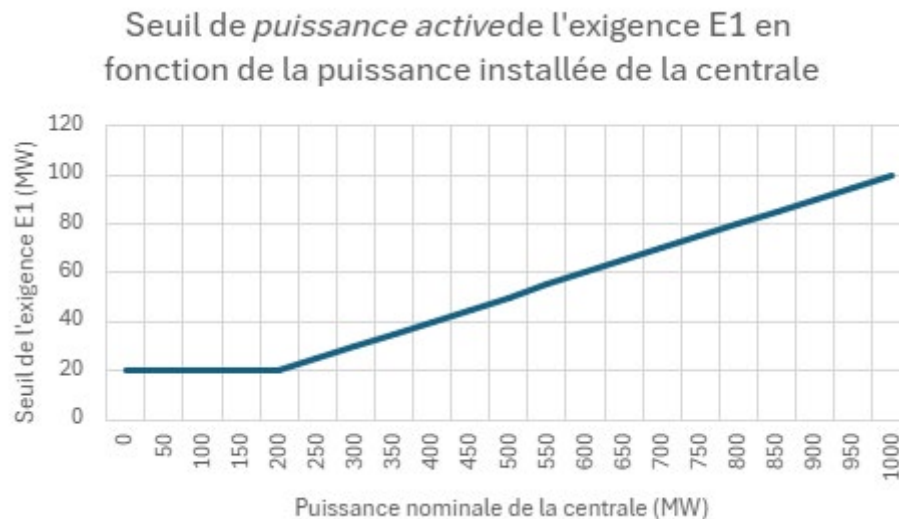


Figure 1.3 : Atteinte du seuil de l’exigence E1

Les deux limites ont été établies afin de permettre une adaptation des seuils déclencheurs pour les grandes comme les petites installations. L’équipe de rédaction a tenu compte du fait que, avec l’accroissement de la taille d’une installation, le seuil déclencheur augmente également. C’est pourquoi un seuil de 10 % a été retenu, plutôt qu’une valeur plus élevée, comme 20 %. Bien que le *propriétaire d’installation de production* ne soit pas tenu de détecter les variations inférieures au seuil de 10 % pour les grandes centrales, la norme offre explicitement au *coordonnateur de la fiabilité* la possibilité de demander une analyse en vertu de cette exigence.

L’équipe de rédaction a formulé l’exigence E1 de manière à clarifier son intention : un seuil d’au moins 20 MW s’applique aux installations dont la puissance nominale est de 200 MW ou moins, alors qu’un seuil correspondant à une variation d’au moins 10 % s’applique aux installations de plus de 200 MW. Par ailleurs, bien que les critères existants aient été jugés suffisants, la détection d’une perte complète de production a été ajoutée comme condition dans l’exigence E1.

L’équipe de rédaction avait envisagé d’utiliser les termes « soudain » et « imprévu », mais ces choix ont suscité des incertitudes et des préoccupations quant à leur application uniforme. Par conséquent, elle a opté pour une période de quatre secondes commençant dès la variation initiale, c.-à-d. au début de l’événement.

Les différents taux d’échantillonnage employés par les systèmes SCADA dans les centres d’exploitation indépendants (ISO) et les organismes de transport régionaux (RTO) ainsi que les taux d’échantillonnage minimaux exigés par les normes de la NERC ont été pris en compte pour établir cette période de quatre secondes. La

surveillance SCADA peut être utilisée pour suivre les variations de *puissance active*. Cependant, les variations qui surviennent et se résorbent en un seul cycle d'échantillonnage ne devraient pas être détectées par le processus mis en œuvre par les *propriétaires d'installation de production* pour répondre à l'exigence E1. La période de quatre secondes n'a pas été définie pour établir la période d'échantillonnage, mais plutôt pour qualifier une variation de « soudaine » compte tenu de ce qu'on sait des capacités de surveillance actuelles au sein de l'industrie. Si, dans une installation, les mesures de *puissance active* sont effectuées toutes les quatre secondes ou à une fréquence plus basse, le *propriétaire d'installation de production* doit utiliser la variation de *puissance active* mesurée sur une seule période d'échantillonnage comme critère de détection des événements répondant aux critères de l'exigence E1. Il faut souligner que l'utilisation de périodes d'échantillonnage plus longues ou de taux d'échantillonnage plus faibles pourrait nécessiter des méthodes de filtrage d'événements plus sophistiquées, sinon un plus grand nombre d'événements invalides seraient détectés sur une période plus longue.

La période de quatre secondes a été définie dans le but de limiter la durée sur laquelle la variation de *puissance active* est calculée. L'équipe de rédaction a également pris en considération le fait que les installations *IBR* réagissent généralement plus lentement aux commandes de réaffectation de la production dans le cadre d'une exploitation normale. Par exemple, une variation de 20 MW sur quatre secondes correspond à un taux de variation de 5 MW/s, soit 300 MW/min. Des taux de rampe inférieurs ne seraient pas considérés comme respectant les critères de l'exigence E1.

Les graphiques présentés à la figure 1.4 illustrent divers scénarios d'événements potentiels, en précisant si ces derniers répondent ou non aux critères de l'exigence E1.

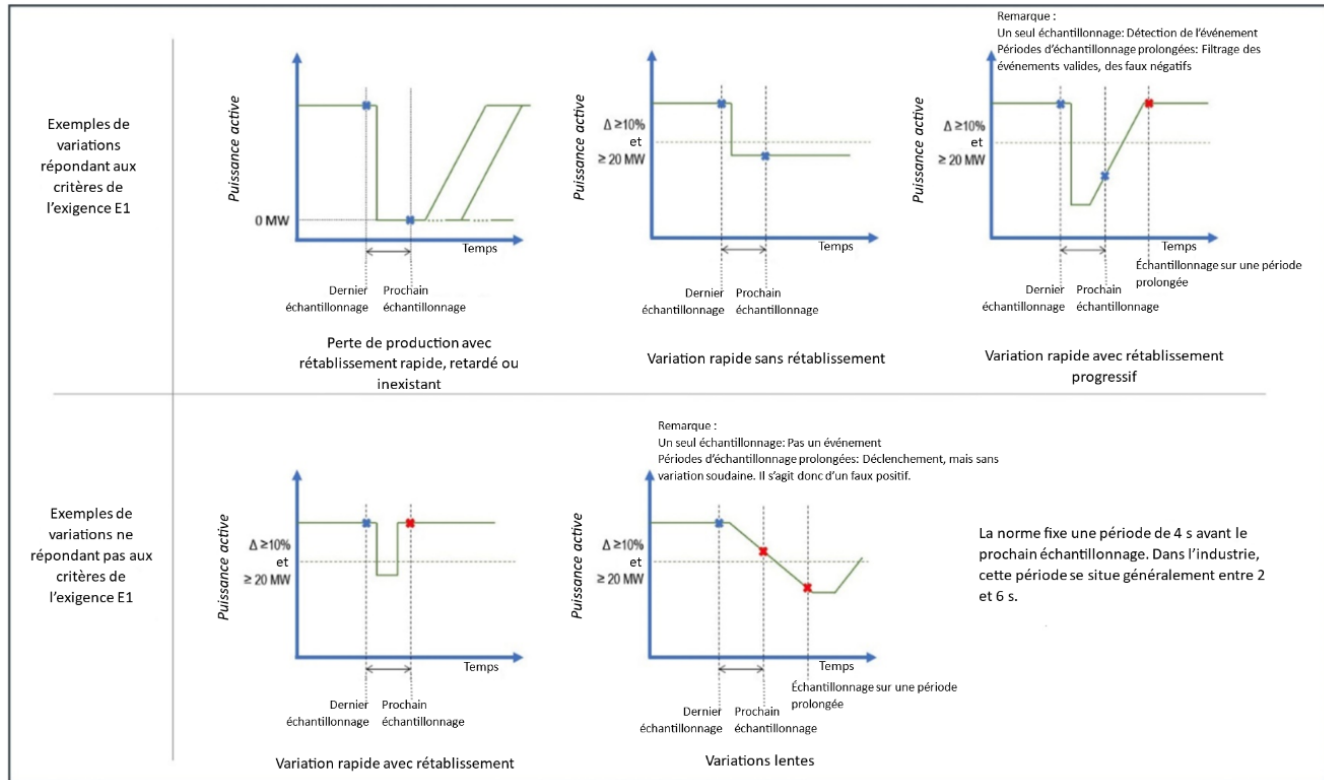


Figure 1.4 : Déroulement du processus prescrit dans la norme PRC-030-1

En réponse aux préoccupations exprimées par l'industrie concernant le risque de dépassement fréquent des seuils définis dans l'exigence E1 lors de l'exploitation normale d'une *SERMO*, l'équipe de rédaction a examiné trois *SERMO* situées au Texas afin d'évaluer la fréquence de ces dépassements.

Installation solaire d'une puissance nominale de 160 MW située dans l'ouest du Texas

L'équipe de rédaction a analysé les données pour l'ensemble de l'année 2023 et a constaté que l'installation avait enregistré, à cinq reprises, une variation d'au moins 20 MW en l'espace de quatre secondes. Dans chacun de ces cas, la variation était attribuable à des problèmes de comportement de *maintien en service*, qui avaient été signalés par le *coordonnateur de la fiabilité*. Il n'y a eu aucune variation de *puissance active* d'au moins 20 MW sur une période de quatre secondes causée par un changement d'insolation, une réaffectation de la production, ou d'autres raisons spécifiées comme exclusions dans l'exigence E1.

Installation éolienne d'une puissance nominale de 300 MW située dans le nord du Texas

L'équipe de rédaction a analysé les données pour l'ensemble de l'année 2023 et n'a relevé aucun événement au cours duquel l'installation aurait enregistré une variation d'au moins 30 MW en l'espace de quatre secondes. Cependant, plusieurs événements ont été déclenchés par une perte de données de télémétrie provenant de l'installation. Les données de télémétrie au point de raccordement ont toutefois confirmé qu'aucune baisse réelle de la *puissance active* de l'installation ne s'était produite à ces moments-là.

Installation solaire d'une puissance nominale de 500 MW située au centre du Texas

En analysant les données de juin 2024, l'équipe de rédaction a constaté que l'installation avait présenté, à sept occasions, une variation d'au moins 50 MW en quatre secondes. Les quatre premiers événements semblent liés à la réduction d'une transaction. Lors de quatre des sept événements, la centrale subissait une réduction ou venait d'en être libérée. Lors de l'un d'eux, une forte augmentation de l'insolation a également été enregistrée. Il reste toutefois incertain si cette hausse soudaine de production est attribuable au changement d'insolation uniquement, à des taux de rampe de réduction inadéquats, ou à une combinaison des deux facteurs. Deux autres événements ont été caractérisés par d'importantes oscillations d'une amplitude crête à crête dépassant 50 MW, pendant près d'une heure. Le dernier événement, quant à lui, a été causé par un problème de contrôleur de la centrale, qui a provoqué une chute de *puissance active* de 246 MW. Cet incident a d'ailleurs été signalé par le *coordonnateur de la fiabilité*. Selon l'exigence E1, trois des sept événements remplissent les critères nécessitant une analyse en vertu de l'exigence E2. Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus.

Date et heure	Variation de puissance active sur 4 s	Hausse/ Baisse	Variation importante de l'insolation	Cause	L'événement doit-il être analysé conformément à l'exigence E2 ?
4 juin 2024 13 h 25	83	Hausse	Oui	Réduction de transaction ou variation de l'insolation ?	Non (exclusion liée à une réaffectation des ressources ou à une variation de l'insolation)
4 juin 2024 17 h	192	Hausse	Non	Libération de la réduction	Non (exclusion liée à une réaffectation des ressources)
14 juin 2024 8 h 02	57	Hausse	Non	Réduction de transaction	Non (exclusion liée à une réaffectation des ressources)
14 juin 2024 11 h 36	138	Hausse	Non	Réduction de transaction	Non (exclusion liée à une réaffectation des ressources)
17 juin 2024 11 h 45	246	Baisse	Non	Problème lié au contrôleur de la centrale	Oui
23 juin 2024 12 h 30	50	Les deux	Non	Événement d'oscillations	Oui (amplitude crête à crête de plus de 50 MW constatée)
26 juin 2024 16 h	78	Les deux	Non	Événement d'oscillations	Oui (amplitude crête à crête de plus de 50 MW constatée)

L'équipe de rédaction a également examiné les données de quatre installations situées à Hawaï sur un mois et n'a relevé qu'un seul événement de dépassement de l'un des seuils définis à l'exigence E1. Étant donné que les installations de cette région sont généralement de petite taille (puissance nominale inférieure à 200 MW), un seuil de 20 MW a été utilisé pour l'analyse. L'équipe a aussi étudié les données sur une période prolongée de 60 secondes, ce qui a permis de détecter un plus grand nombre d'événements, comme prévu.

N° de centrale	1	2	3	4
Technologie	Éolien	Photovoltaïque	Photovoltaïque et SSEB* (couplage au CA)	SSEB autonome
Puissance nominale de l'installation (en MW)	69	46	39	135
Nombre d'événements de plus de 20 MW sur 4 s	0	0	0	1 (cause inconnue)
Nombre d'événements de plus de 20 MW sur 60 s	0	0	0	8
* SSEB : système de stockage d'énergie par batterie				

À la lumière de l'analyse décrite ci-dessus, l'équipe de rédaction estime que les seuils définis dans l'exigence E1 seraient rarement atteints lors de l'exploitation normale d'une *SERMO*, à condition que celle-ci fonctionne comme prévu. Elle n'a relevé qu'un cas potentiel où une installation aurait dépassé ces seuils en raison de variations de l'insolation et de la vitesse du vent. Cet événement semble imputable à des taux de rampe de réduction incorrectement programmés dans le contrôleur de la centrale. Par ailleurs, l'équipe a passé en revue des études publiées par le National Renewable Energy Lab (NREL) portant sur la [variabilité de la production photovoltaïque solaire à petite échelle temporelle](#) et sur la [variabilité de la production d'énergie éolienne](#). Ces études concluent que les variations de l'insolation et de la vitesse du vent n'ont pas d'effet notable sur les variations de production sur une période aussi courte que quatre secondes.

L'objectif de spécifier une période de quatre secondes était de définir ce qui constitue une variation soudaine de puissance, semblable aux types de pertes de *puissance active* décrits dans les rapports sur les *perturbations* de la NERC. L'équipe avait initialement envisagé d'utiliser le terme « période d'échantillonnage » pour définir la durée de variation, puisque cette période sert de base au calcul du temps. Toutefois, elle a décidé de conserver la période de quatre secondes comme critère, car elle est couramment utilisée dans l'industrie. Par exemple, le Midcontinent Independent System Operator (MISO) applique cette durée, qui figure parmi les plus longues. Ce seuil de quatre secondes agit comme filtre : pour être prise en compte, la variation de puissance doit être rapide et survenir dans cet intervalle de temps. Une période plus longue réduirait le taux de changement, entraînant la détection d'un nombre d'événements plus important que sur une fenêtre de quatre secondes. L'objectif de ce seuil est d'exclure de l'analyse les variations lentes de puissance, typiques d'une exploitation normale (p. ex., celles dues aux conditions météorologiques, à une réaffectation de la production, à des retraits planifiés ou à des essais) ainsi que les réponses attendues (p. ex. celles liées à une perte d'infrastructures de raccordement). Ces exclusions sont énumérées dans l'exigence E1.

Pour qu'un événement soit considéré comme valide en vertu de l'exigence E1, la période normalisée de quatre secondes s'applique uniquement à l'intervalle sur lequel sont calculées les variations de *puissance active* (comme une chute soudaine). Elle ne limite ni ne détermine la durée totale de l'événement. Bien que la variation doive se produire dans cet intervalle, la réponse de la centrale peut prendre plusieurs dizaines de secondes, voire plusieurs minutes.. La norme spécifie ou limite cette durée.

Le terme « variation de *puissance active* » englobe aussi bien les chutes soudaines (pertes de production) que les augmentations soudaines (consommation accrue) qui peuvent résulter de défauts de fonctionnement d'une *SERMO* susceptibles de compromettre la fiabilité du réseau. Par exemple, un SSEB qui mesurerait incorrectement

la fréquence du réseau pourrait passer en mode de charge de façon inattendue, causant une augmentation rapide de la consommation de *puissance active*.

Installation photovoltaïque – Exemple d'événement visé par la norme

Une installation photovoltaïque d'une puissance nominale de 220 MW produit une puissance active de 80 MW. Lors d'un défaut sur le réseau de transport, une chute quasi instantanée de la *puissance active* à 50 MW est observée.

La variation de puissance apparente sur une période de moins de quatre secondes est de 30 MW, ce qui dépasse 22 MW, soit la valeur la plus élevée entre 10 % de la puissance nominale brute de l'installation (22 MW) et 20 MW. Cet événement doit donc être enregistré conformément au processus mis en place par le *propriétaire d'installation de production* en vertu de l'exigence E1.

Installation photovoltaïque – Exemple d'événement non visé par la norme

Une installation photovoltaïque d'une puissance nominale de 80 MW produit une puissance active de 60 MW. Lors d'un défaut sur une ligne de transport², une chute quasi instantanée de la puissance active à 42 MW est observée.

La variation de puissance apparente sur une période de moins de quatre secondes est de 18 MW. Cette valeur ne dépasse pas 20 MW, qui correspond à la valeur la plus élevée entre 10 % de la puissance nominale brute de l'installation (8 MW) et 20 MW. Cet événement n'a donc pas à être enregistré conformément au processus mis en place par le *propriétaire d'installation de production* en vertu de l'exigence E1.

Système de stockage d'énergie par batterie (SSEB) – Exemple d'événement visé par la norme

Une installation SSEB d'une puissance nominale brute de 80 MW fonctionne en mode de charge, consommant 50 MW. Un défaut de fonctionnement du contrôleur de l'installation entraîne l'envoi d'un signal de réponse en fréquence erroné en raison d'une mauvaise évaluation de la fréquence du réseau. Cela provoque une variation quasi instantanée de la puissance active, faisant passer l'installation du mode de consommation à une injection de 10 MW dans le réseau.

La variation de puissance apparente sur une période de moins de quatre secondes est de 60 MW, ce qui est supérieur à 20 MW, soit la valeur la plus élevée entre 10 % de la puissance nominale brute de l'installation SSEB (8 MW) et 20 MW.

Cet événement doit donc être enregistré conformément au processus mis en place par le *propriétaire d'installation de production* en vertu de l'exigence E1.

Installation SSEB – Exemple d'événement non visé par la norme

Une installation SSEB d'une puissance nominale brute de 80 MW produit une puissance de 40 MW. Par suite d'une réduction demandée par le *coordonnateur de la fiabilité*, la puissance active diminue quasi instantanément, passant à 15 MW.

2. On suppose que le défaut ne se situe pas sur la ligne reliant la SERMO au réseau, mais plutôt à une certaine distance de celle-ci.

La variation de puissance apparente en moins de quatre secondes est de 25 MW, ce qui dépasse le seuil de 20 MW, correspondant à la valeur la plus élevée entre 10 % de la puissance nominale brute de l'installation (8 MW) et 20 MW. Cette variation résulte toutefois de la réduction demandée par le *coordonnateur de la fiabilité*, ce qui constitue un événement exempté conformément à l'exigence E1. Cet événement n'a donc pas à être enregistré conformément au processus mis en place par le *propriétaire d'installation de production* en vertu de l'exigence E1.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 impose la réalisation d'une analyse des événements dépassant les seuils définis dans l'exigence E1. Elle propose aussi une autre méthode de détection des événements par le *responsable de l'équilibrage*, le *coordonnateur de la fiabilité* ou les *exploitants de réseau de transport*. Bien que certains événements puissent n'être détectés que par une seule de ces entités, la combinaison des deux méthodes de détection améliore l'efficacité de la détection des événements susceptibles de représenter un risque pour la fiabilité du réseau.

L'exigence E2 accorde un délai de 90 jours pour analyser les réponses prévues des *SERMO* en comparaison avec les réponses réellement observées. Ce délai vise à encourager une résolution rapide, tout en laissant assez de temps à l'entité pour mener une analyse et déterminer les causes. Il permet également au *propriétaire d'installation de production* de communiquer avec les fabricants et d'examiner la capacité des équipements concernés. Lors de la définition de ce délai, l'équipe de rédaction a pris en compte la période de 120 jours prévue par la norme PRC-004, tout en reconnaissant les différences importantes d'application entre cette norme et la norme PRC-030. La justification technique de la norme PRC-004-4(i) précise que « Le délai de 120 jours civils tient compte des variations du volume de fonctionnements de *système de protection*, et donne l'occasion de détecter des *fonctionnements incorrects* qui n'auraient pas été remarqués initialement. »³ Ce délai tient également compte des événements climatiques extrêmes, tels que les ouragans, susceptibles d'avoir une incidence sur un grand nombre des *systèmes de protection* d'une entité responsable. En revanche, le nombre de *SERMO* susceptibles de présenter des comportements inattendus est estimé inférieur à celui des événements de fonctionnement des *systèmes de protection*, ce qui justifie le délai plus court stipulé dans la norme PRC-030. La période de 90 jours débute à la date de l'événement, lorsque les problèmes de comportement sont détectés par le *propriétaire d'installation de production* en vertu de l'exigence E1, ou dès qu'une demande est formulée par le *responsable de l'équilibrage*, le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* au sujet des réponses observées de la *SERMO* lors d'événements dans le réseau.

L'alinéa 2.1 de l'exigence E2 comprend plusieurs sous-alinéas détaillant les étapes que le *propriétaire d'installation de production* doit suivre pour analyser le comportement de la *SERMO* lors d'un événement de variation de *puissance active*. Le sous-alinéa 2.1.1 prescrit la détermination de la ou des causes fondamentales, le sous-alinéa 2.1.2, la documentation du comportement de *maintien en service* de l'installation, y compris la réponse en puissance réactive, le sous-alinéa 2.1.3, l'évaluation des problèmes de comportement détectés et l'établissement des actions correctives à prendre au besoin, et le sous-alinéa 2.1.4, la vérification de l'applicabilité de la ou des causes fondamentales déterminées à ses autres *SERMO*. Ces sous-alinéas définissent collectivement les éléments essentiels d'une analyse efficace. Par ailleurs, l'alinéa 2.2 établit un mécanisme de clôture des

3. Norme PRC-004-4(i) – Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection. Cette norme se trouve à l'adresse suivante : <https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/entites-visees-normes-de-fiabilite/normes-de-fiabilite/PRC-004-5i-fr-20210331.pdf>

communications avec le *responsable de l'équilibrage*, le *coordonnateur de la fiabilité* et l'*exploitant de réseau de transport*, en exigeant que les résultats d'analyse leur soient transmis sur demande.

Lorsqu'il est impossible de déterminer la cause fondamentale ou qu'une cause est déterminée, mais que le *propriétaire d'installation de production* ne peut corriger entièrement le problème, il est attendu qu'il poursuive sa collaboration avec les entités de fiabilité concernées et les équipementiers afin d'assurer le suivi des cas en question et de déployer des plans de redressement dès leur disponibilité. Le *propriétaire d'installation de production* doit maintenir cette collaboration avec les entités de fiabilité concernées, en améliorant l'analyse des causes fondamentales ainsi que les *plans d'actions correctives*, jusqu'à la mise en œuvre des plans de redressement. Il est possible, par exemple, d'optimiser la collecte des données et les capacités de journalisation des défauts pour les événements futurs.

Justification de l'exigence E3

Si, en vertu de l'exigence E2, le *propriétaire d'installation de production* détermine que des actions correctives sont requises, il est tenu, conformément à l'exigence E3, d'élaborer un *plan d'actions correctives* ou une justification technique dans un délai de 60 jours civils suivant l'achèvement de l'analyse réalisée en application de l'alinéa 2.1.3 de l'exigence E2. En revanche, si aucune action corrective n'est requise selon l'exigence E2, les dispositions de l'exigence E3 ne s'appliquent pas.

Il importe de corriger les causes des problèmes de comportement des *SERMO* pour prévenir toute récurrence et renforcer ainsi la fiabilité du *BPS*. Le *plan d'actions correctives* est un outil reconnu pour résoudre les problèmes opérationnels. Le glossaire de la NERC définit un *plan d'actions correctives* comme une « liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ». Puisqu'un tel plan s'articule autour d'un problème particulier, il faut d'abord découvrir la cause du fonctionnement incorrect avant de l'élaborer. Lorsque la cause est établie dans le cadre de l'exigence E2, les *propriétaires d'installation de production* doivent, selon l'exigence E3, soit élaborer un *plan d'actions correctives*, soit fournir une justification technique expliquant pourquoi des actions correctives ne seront ni appliquées ni mises en œuvre. Ce plan est ensuite transmis au *coordonnateur de la fiabilité*, au *responsable de l'équilibrage* et à l'*exploitant de réseau de transport*, afin que ces entités puissent : 1) disposer d'informations pertinentes concernant les récents événements survenus dans le réseau, et 2) tenir compte des éventuels problèmes de comportement des *SERMO* dans leurs évaluations des risques opérationnels.

La norme reconnaît que plusieurs causes peuvent se combiner pour donner lieu à des problèmes de comportement d'une *SERMO*. Dans un tel cas, le *plan d'actions correctives* doit présenter un correctif pour chacune des causes connues. On peut réviser ce plan si l'on découvre des causes supplémentaires ; en fait, l'entité a le choix de créer un *plan d'actions correctives* pour corriger des causes combinées d'un problème de comportement d'une *SERMO*. La période de 60 jours civils pour l'élaboration du *plan d'actions correctives* ou de la justification technique est établie d'après l'expérience de l'industrie ; elle comprend les délais de coordination opérationnelle, l'étude de solutions de rechange, la coordination des ressources et l'élaboration du calendrier.

L'élaboration d'un *plan d'actions correctives* consiste à documenter les actions nécessaires pour prévenir toute récurrence des problèmes de comportement d'une *SERMO*, le calendrier d'exécution de ces actions, ainsi qu'une évaluation de l'applicabilité du plan à d'autres *SERMO* du *propriétaire d'installation de production*, y compris dans d'autres emplacements. L'évaluation de l'applicabilité à d'autres *SERMO* de conception similaire vise à réduire le risque et la probabilité que celles-ci présentent des problèmes de comportement similaires. Il revient au

propriétaire d'installation de production de déterminer l'étendue de son évaluation concernant d'autres *SERMO* et emplacements. Cette évaluation peut amener le propriétaire à intervenir sur des *SERMO* situées à d'autres emplacements ou à fournir une justification technique exposant les raisons pour lesquelles des actions correctives ne seront ni appliquées ni mises en œuvre.

Une justification technique acceptable pour ne pas entreprendre d'actions correctives doit principalement répondre à deux critères :

- 1) les exigences de raccordement relatives au comportement des *SERMO* sont plus strictes que celles qui étaient en vigueur au moment du raccordement ; et
- 2) la mise en œuvre nécessiterait une modification substantielle désignée.

Il faut souligner que le fait de fournir une justification technique pour l'absence d'actions correctives ne dispense pas le *propriétaire d'installation de production* de se conformer à d'autres normes, telles que la norme PRC-029-1, dans la mesure où ces normes s'appliquent.

Justification de l'exigence E4

L'exigence E4 impose à chaque *propriétaire d'installation de production* visé de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* élaboré conformément à l'exigence E3, lorsque cela est exigé, afin de corriger les lacunes décelées en application de l'exigence E2. Le terme « *plan d'actions correctives* » est défini dans le glossaire de la NERC comme étant une « liste des actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier ».

Un tel plan peut être modifié au besoin si des changements s'avèrent nécessaires dans les activités ou le calendrier qui y sont indiqués. Si le plan est modifié, l'entité doit en aviser le ou les *coordonnateurs de la fiabilité* concernés. Il doit faire de même lorsque le plan est achevé. La mise en œuvre d'un plan bien conçu permet de corriger les causes des variations de puissance de sortie imprévues dans les meilleurs délais.

Par ailleurs, toute lacune découverte dans une *SERMO* peut amener le *coordonnateur de la fiabilité* à imposer des restrictions d'exploitation dans le but d'assurer la fiabilité du réseau jusqu'à l'achèvement du plan. La possibilité de telles restrictions d'exploitation incitera du reste l'entité à achever le plan aussi rapidement que possible.