

# Justification technique de la norme de fiabilité PRC-028-1

Septembre 2024

## PRC-028-1 – Surveillance des perturbations et production des données pour les sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs

Les rapports sur de récentes perturbations (incendies Blue Cut et Canyon 2, perturbations à Odessa) ont mis en évidence la nécessité de surveiller les perturbations ayant une incidence sur les *sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs (SERMO)* afin de faciliter l'analyse des événements, le suivi du comportement de ces ressources et la validation des modèles servant à étudier leur réponse lors de perturbations. On y recommande ainsi de doter les ressources éoliennes et photovoltaïques d'équipements de surveillance des perturbations afin d'assurer la disponibilité de données suffisantes pour réaliser cette analyse, ce suivi et cette validation. On y mentionne que ces données devraient comprendre des données d'oscillographe haute résolution à l'échelle de la centrale, des données du système SCADA de la centrale (avec une fréquence d'échantillonnage d'un point par seconde) ainsi que des données d'enregistrement chronologique d'événements (ECE) à l'échelle de l'onduleur qui incluent tous les codes de défaut et toutes les données d'oscillographe haute résolution. Dans cette première version de la norme, seules les données ECE spécifiques aux onduleurs sont exigées. Par ailleurs, dans le cadre de la présente norme, un « groupe *SERMO* » désigne l'onduleur, le convertisseur, l'aérogénérateur et le convertisseur à courant continu à haute tension (CCHT) qui raccorde la ressource de production au réseau de *transport* à courant alternatif.

L'objectif de la *norme de fiabilité* PRC-002 est de recueillir des données sur les événements afin de mieux comprendre les perturbations de grande ampleur qui surviennent sur le *système de production-transport d'électricité (BES)*. Même dans le contexte actuel où la composition des ressources est en pleine évolution, la norme remplit cet objectif. Des analyses de perturbations récentes touchant des *SERMO* (incendies Blue Cut et Canyon 2, perturbations à Odessa) ont démontré que la réponse de telles ressources à un défaut de courte durée (quelques cycles seulement) qui serait normalement éliminé s'est avérée indésirable, constituant un risque pour la fiabilité du réseau. Ces analyses ont révélé que les données de surveillance disponibles pour les *SERMO* touchées étaient insuffisantes pour permettre de bien comprendre la réponse des centrales. Bien que l'événement déclencheur (p. ex., un défaut dans le réseau de transport qui est normalement éliminé) n'ait pas représenté en soi une perturbation majeure du réseau, la réponse indésirable des *SERMO* a amplifié la perturbation. Il est donc essentiel de disposer

de données de surveillance suffisantes pour bien comprendre le comportement des *SERMO* dans de telles situations. Or, pour la plupart des *SERMO* touchées par ces perturbations, on ne disposait pas de données de surveillance des perturbations suffisantes, et ces données n'étaient d'ailleurs pas exigées. L'absence de telles données a compliqué l'évaluation adéquate des événements. L'intégration d'exigences de surveillance des *SERMO* dans la *norme de fiabilité* PRC-002 pourrait toutefois avoir des conséquences imprévues sur l'objectif cité et donner lieu à une certaine confusion au sein de l'industrie. Ainsi, pour répondre aux besoins exprimés dans la demande d'autorisation de norme (SAR) soumise par le groupe de travail de la NERC sur le fonctionnement des sources d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs (IRPTF), il a été décidé de créer une *norme de fiabilité* distincte (PRC-028), qui préciserait les exigences de surveillance des *SERMO*, plutôt que de réviser la norme PRC-002 existante.

Les *propriétaires d'installation de production* devront ainsi s'assurer de disposer de données suffisantes pour les *éléments* applicables des *SERMO* visées par cette nouvelle norme. Celle-ci exige que des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE), d'enregistrement des défauts (ED) et d'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) soient disponibles pour ces ressources.

## **Justification de la section Applicabilité**

### **Entités fonctionnelles**

L'entité fonctionnelle responsable de la mise en place de l'équipement de surveillance des perturbations et de la collecte des données d'enregistrement est le *propriétaire d'installation de production*.

### **Installations visées**

La norme s'applique aux *SERMO* faisant partie du *BES* ainsi qu'aux *SERMO* 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.

Dans l'ordonnance 901, la FERC a demandé à la NERC d'élaborer des *normes de fiabilité* « qui imposent aux propriétaires d'installation de production détenant des *SERMO* inscrites d'installer un équipement de surveillance des perturbations sur leurs jeux de barres et éléments et de fournir des données de surveillance des perturbations aux planificateurs et aux exploitants du *système électrique interconnecté* (*BPS*) afin de permettre l'analyse des perturbations sur celui-ci, et aux planificateurs et aux exploitants du *BPS* de valider les modèles de *SERMO* inscrites à l'aide des données de surveillance des perturbations recueillies par cet équipement de surveillance » (Ordonnance 901, paragraphe 85). La FERC a ajouté : « Nous souscrivons aussi aux conclusions des rapports de la NERC (qui indiquent notamment que le manque de données à haut débit recueillies à la *SERMO* ou au contrôleur de la centrale ainsi que la faible résolution de l'horodatage des données d'enregistrement chronologique des événements à l'ondeur ont entravé l'analyse des événements) et demandons à la NERC de remédier à ces problèmes dans le cadre de son processus d'élaboration des normes. »

En différenciant les différents types de *SERMO* (et leur statut d'inscription) qui doivent être visés par les normes, la FERC a déclaré : « Cependant, là où cela est nécessaire pour clarifier nos prescriptions, nous

faisons une distinction entre les types de *SERMO* suivants : les *SERMO* inscrites auprès de la NERC (ou qui sont inscrites conformément aux prescriptions de l'ordonnance de la FERC sur l'inscription des *SERMO* [181 FERC ¶ 61,124 (2022)]), et qui sont donc assujetties aux *normes de fiabilité* (« *SERMO* inscrites ») ; les *SERMO* raccordées directement au *BPS*, mais non inscrites auprès de la NERC, et donc non assujetties aux *normes de fiabilité* (« *SERMO* non inscrites ») ; et les *SERMO* raccordées au réseau de distribution qui, collectivement, ont une incidence notable sur le *BPS* (« ressources énergétiques décentralisées constituées de *SERMO* ») » (Ordonnance 901, note 14).

Dans la norme PRC-028-1 proposée, l'équipe de rédaction inclut dans les installations visées les deux catégories de ressources de production qui seraient inscrites en vertu des modifications proposées aux règles de procédure de la NERC, conformément à l'ordonnance 901. En février 2024, le Conseil d'administration de la NERC a approuvé des révisions aux règles de procédure qui visent à élargir le nombre de *propriétaires d'installation de production* et d'*exploitants d'installation de production* visés par la NERC aux fins de conformité. En plus de ces deux entités, les propriétaires et les exploitants de *SERMO* qui sont sous le seuil d'inclusion dans le *BES* et qui remplissent les critères suivants seront visés : les sources de production 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. Le 27 juin 2024, la FERC a publié une ordonnance par laquelle elle approuvait les révisions proposées par la NERC à ses règles de procédure, sous réserve que celle-ci dépose un document de conformité en vertu de l'article 215 de la Federal Power Act.

Les *éléments* suivants qui sont associés aux *SERMO* susmentionnées sont visés par cette norme :

- les disjoncteurs (ou autres appareils de coupure) ;
- les transformateurs de puissance principaux ;
- les jeux de barres collectrices ;
- les inductances shunt statiques ou dynamiques<sup>1</sup>, y compris toute batterie de filtres ;
- les convertisseurs CA-CC et CC-CA, s'il y a lieu, dans le cas d'un réseau à haute tension à courant continu à convertisseurs en source de tension (réseau CCHT-VSC) directement raccordé à une *SERMO*.

Les exemples suivants visent à clarifier l'applicabilité de la norme PRC-028.

---

1. Les compensateurs synchrones installés dans une *SERMO* sont considérés comme des inductances shunt dynamiques.

### Exemple 1 : Applicabilité de la norme PRC-028

La figure 1 présente le schéma unifilaire type d'une *SERMO*. Celle-ci est raccordée au réseau de transport par une courte ligne et est équipée d'une inductance dynamique (compensateur synchrone, compensateur statique, etc.) raccordée au jeu de barres collectrices.

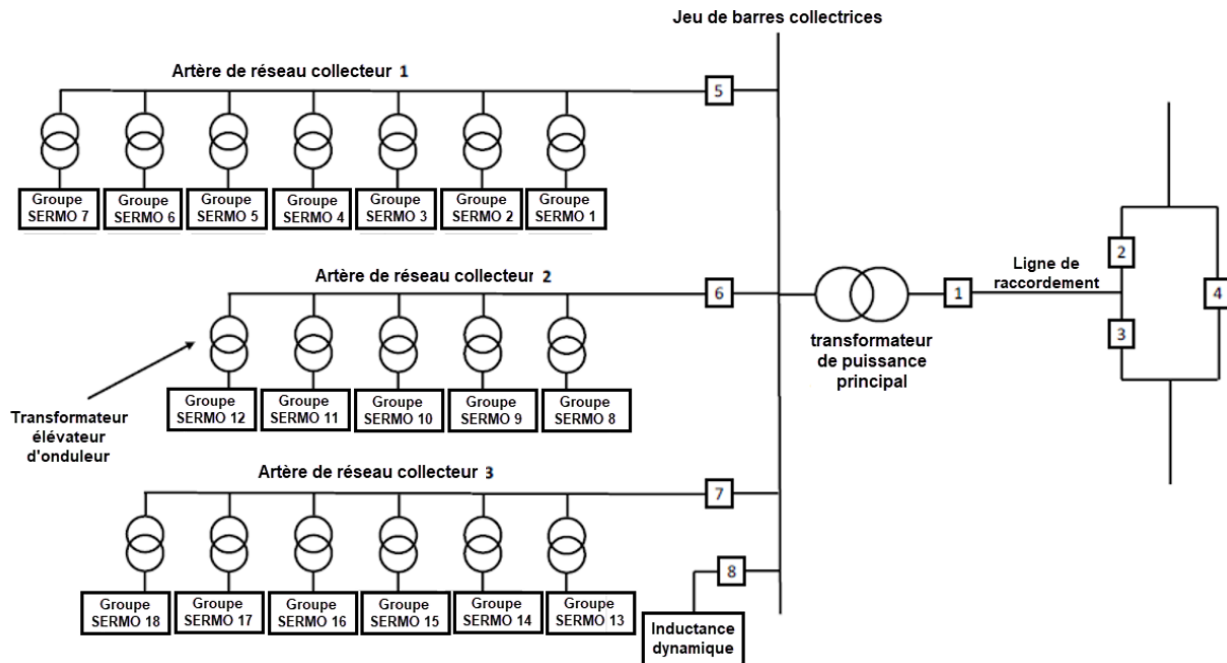


Figure 1 : Schéma unifilaire d'une *SERMO* type

**Données ECE :** Les données ECE sont exigées aux disjoncteurs 1, 5, 6, 7 et 8. Le disjoncteur 1 est associé au transformateur de puissance principal et les disjoncteurs 5, 6, 7 et 8 sont associés au jeu de barres collectrices. Les données ECE sont exigées pour tous les groupes *SERMO*.

**Données ED :** Les données ED sont exigées aux bornes haute tension du transformateur de puissance principal. Dans cet exemple, la *SERMO* comprend un seul transformateur de puissance principal. Si elle se compose de plusieurs transformateurs de puissance principaux, les données ED pour chacun d'eux sont exigées. Étant donné que la *SERMO* est équipée d'une inductance dynamique, les données ED pour celle-ci sont également exigées. Elles le sont également pour les disjoncteurs d'artère de réseau collecteur 5, 6 et 7.

**Données EPD :** Les données EPD sont exigées aux bornes haute tension du transformateur de puissance principal. Si la *SERMO* se compose de plusieurs transformateurs de puissance principaux, ces données sont exigées pour chacun d'eux.

**Exemple 2 : Applicabilité de la norme PRC-028 (installation dotée de deux jeux de barres collectrices et de deux transformateurs de puissance principaux)**

La figure 2 illustre le schéma unifilaire d'une *SERMO* dotée de deux jeux de barres collectrices et de deux transformateurs de puissance principaux. La *SERMO* est raccordée au réseau de transport par une courte ligne. Les artères de réseau collecteur 1 et 2 sont raccordées au jeu de barres collectrices 1 et les artères de réseau collecteur 3 et 4, au jeu de barres collectrices 2.

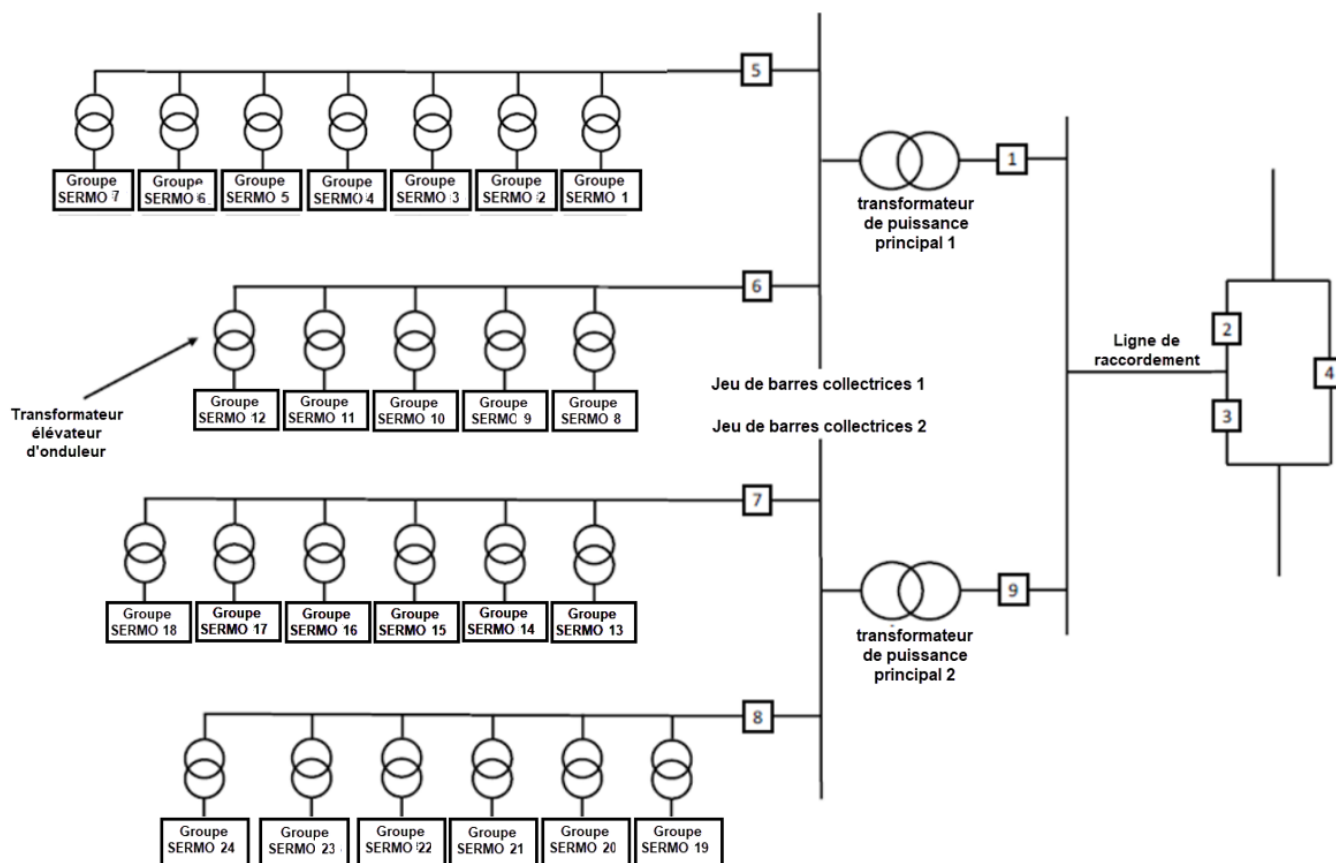


Figure 2 : Schéma unifilaire d'une *SERMO* type dotée de deux jeux de barres collectrices et de deux transformateurs de puissance principaux

**Données ECE :** Les données ECE sont exigées pour les disjoncteurs 1, 5, 6, 7, 8 et 9. Les disjoncteurs 1 et 9 sont associés aux transformateurs de puissance principaux et les disjoncteurs 5, 6, 7 et 8, aux jeux de barres collectrices 1 et 2. Les données ECE sont exigées pour tous les groupes *SERMO*.

**Données ED :** Les données ED sont exigées aux bornes haute tension des deux transformateurs de puissance principaux ainsi qu'aux disjoncteurs d'artère de réseau collecteur 5, 6, 7 et 8.

**Données EPD :** Les données EPD sont exigées aux bornes haute tension des deux transformateurs de puissance principaux.

**Exemple 3 : Applicabilité de la norme PRC-028 (réseau CCHT-VSC directement raccordé à des SERMO)**

La figure 3 présente un exemple de réseau CCHT-VSC directement raccordé à une *SERMO*<sup>2</sup>. Les transformateurs des deux côtés du réseau CCHT sont considérés comme des transformateurs de puissance principaux.

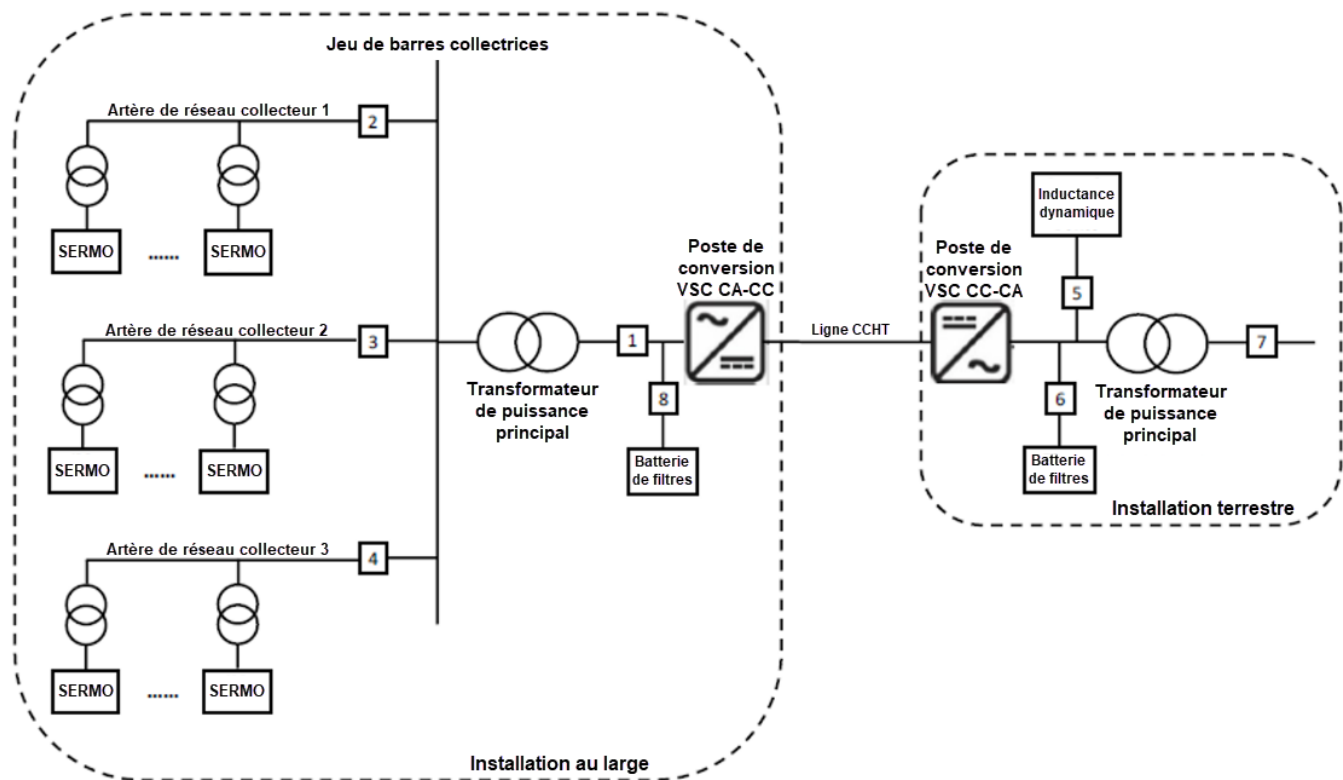


Figure 3 : Schéma unifilaire d'une *SERMO* directement raccordée à un réseau CCHT-VSC

**Données ECE :** Les données ECE sont exigées pour les disjoncteurs 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 et 8. Les disjoncteurs 1 et 7 sont associés aux transformateurs de puissance principaux, les disjoncteurs 2, 3 et 4, au jeu de barres collectrices, les disjoncteurs 6 et 8, aux batteries de filtres, et le disjoncteur 5, à l'inductance shunt dynamique. Ces données sont exigées pour tous les groupes *SERMO*.

2. Se reporter à la justification technique du projet 2020-06 – Vérification des modèles et des données pour les installations de production – Définition de « source d'énergie raccordée au moyen d'onduleurs » : [https://www.nerc.com/pa/Stand/Project\\_2020\\_06\\_Verifications\\_of\\_Models\\_and\\_Data\\_f/2020-06\\_IBR\\_Definition\\_Technical\\_Rationale\\_Clean\\_07122024.pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Project_2020_06_Verifications_of_Models_and_Data_f/2020-06_IBR_Definition_Technical_Rationale_Clean_07122024.pdf).



**Données ED :** Les données ED sont exigées aux bornes haute tension des deux transformateurs de puissance principaux ainsi qu'aux disjoncteurs d'artère de réseau collecteur 2, 3 et 4.

**Données EPD :** Les données EPD sont exigées aux bornes haute tension des deux transformateurs de puissance principaux.

#### **Exemple 4 : Applicabilité des normes PRC-002 et PRC-028**

La figure 4 présente un exemple d'interconnexion d'une *SERMO* avec le réseau de transport au moyen de la ligne 34. Le jeu de barres du *BES* dans le poste Wu est le jeu de barres du *BES* désigné selon la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-002. Les données ECE et ED exigées pour le jeu de barres du *BES* désigné répondent aux exigences de cette norme. La norme PRC-028 s'applique à la *SERMO*.

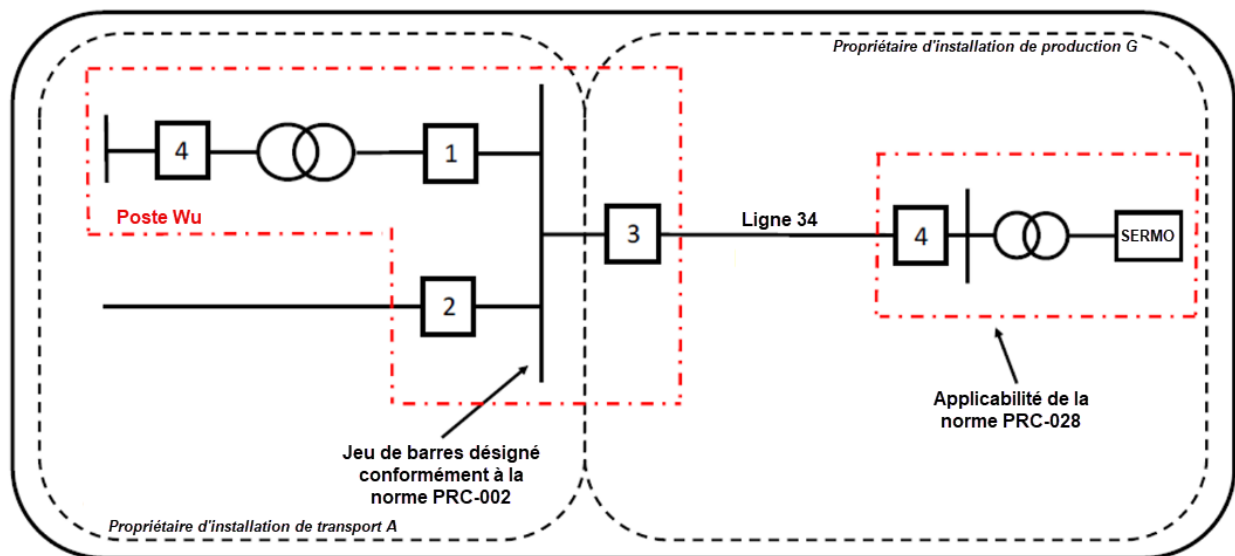


Figure 4 : Raccordement d'une *SERMO* – applicabilité des normes PRC-002 et PRC-028

#### **Justification de l'exigence E1**

La norme PRC-028 est nécessaire pour recueillir les données ECE des disjoncteurs dans une *SERMO* qui sont associés :

- aux transformateurs de puissance principaux ;
- aux jeux de barres collectrices, y compris les disjoncteurs d'artère de réseau collecteur<sup>3</sup> ;
- aux inductances shunt statiques ou dynamiques, y compris toute batterie de filtres ;

3. L'artère de réseau collecteur est une artère qui raccorde le transformateur élévateur d'un ou de plusieurs groupes *SERMO* au jeu de barres collectrices.

- aux convertisseurs CA-CC et CC-CA, s'il y a lieu, dans le cas d'un réseau CCHT-VSC qui est directement raccordé à la *SERMO*.

La norme exige également la collecte de données ECE pour tous les groupes *SERMO*. L'équipe de rédaction admet toutefois que la collecte de telles données pourrait s'avérer impossible pour les groupes *SERMO* mis en service commercial avant la date d'entrée en vigueur de la norme. Dans de tels cas, leur collecte n'est pas exigée. Les données ECE pour les groupes *SERMO* qui doivent être générées lors de l'activation du mode de tenue ou du déclenchement d'un groupe *SERMO* sont les suivantes : tous les codes de défaut, toutes les alarmes et l'état du mode de tenue en surtension, en sous-tension, en surfréquence ou en sous-fréquence. Il convient de noter qu'il n'y a pas d'uniformisation dans les codes de défaut, les alarmes et les états du mode de tenue pour les groupes *SERMO* entre les différents fabricants. Par conséquent, la norme ne spécifie pas de code de défaut ou d'alarme particulier. L'exigence E1 impose néanmoins l'enregistrement de tous les codes de défaut et de toutes les alarmes générés lors du déclenchement d'un groupe *SERMO*. Ces enregistrements peuvent mener à une meilleure compréhension des causes de déclenchement d'un groupe *SERMO* et permettre d'évaluer si celui-ci fonctionne correctement ou non. Voici quelques-unes des fonctions de protection<sup>4</sup> susceptibles de générer un code de défaut ou une alarme qui sont typiquement utilisées dans un groupe *SERMO* :

- détection de phase ouverte ;
- protection de surintensité de courant alternatif ou direct ;
- protection de sous-tension et de surtension en courant alternatif ;
- protection de sous-tension en courant continu ;
- protection de sous-fréquence et de surfréquence ;
- protection contre les taux de variation de fréquence (ROCOF) excessifs ;
- perte de synchronisation ;
- protection contre l'îlotage intempestif ;
- protection contre les courants inverses ;
- protection contre les défauts à la terre CC ;
- protection contre les défauts à la terre CA ;
- protection contre les courants de composante inverse.

Les groupes *SERMO* entrent généralement en mode de tenue lorsque la tension ou la fréquence dépasse un certain seuil, pouvant varier en fonction du fabricant, de la taille et de l'emplacement de la centrale *SERMO*, et d'autres paramètres. Ils sont généralement configurés pour enregistrer un changement d'état chaque fois qu'ils passent en mode de tenue ou qu'ils en sortent. La norme exige

---

4. Un groupe *SERMO* pourrait n'utiliser qu'une partie de ces fonctions de protection.



l'enregistrement de ce changement d'état uniquement si le groupe *SERMO* dispose d'une telle capacité. À noter qu'un arrêt momentané de la production n'est pas considéré comme une transition vers le mode de tenue. Cependant, les mêmes exigences d'enregistrement applicables lors de l'entrée dans ce mode doivent également être respectées dans ce cas.

L'objectif de la norme n'est pas d'imposer l'ajout d'équipement de surveillance pour enregistrer les données ECE des groupes *SERMO*. Les nouveaux groupes *SERMO* sont capables d'enregistrer les données ECE exigées. En revanche, pour les groupes *SERMO* entrés en service commercial avant la date d'entrée en vigueur de la norme, l'enregistrement des données ECE est exigé uniquement si ces groupes disposent déjà d'une telle capacité.

L'équipe de rédaction reconnaît que le fabricant d'un groupe *SERMO* entré en service commercial avant la date d'entrée en vigueur de la norme pourrait avoir cessé ses activités ou encore avoir été acquis par un autre fabricant ou avoir fusionné avec celui-ci. Dans une telle situation, si l'entité n'est pas en mesure de déterminer si le groupe est capable d'enregistrer les données ECE exigées, leur collecte n'est pas obligatoire. L'entité doit toutefois conserver la documentation attestant qu'elle ne peut déterminer cette capacité à partir des données fournies par le fabricant d'origine ou le fabricant acquéreur.

Les changements d'état des disjoncteurs et les données ECE du groupe *SERMO*, horodatés conformément à l'exigence E7 selon un étalon de temps normalisé, constituent les points de repère de départ pour la reconstitution de la chronologie détaillée de la réponse d'une *SERMO* lors d'une perturbation du réseau. L'analyse d'une telle perturbation commence souvent par l'examen des données ECE afin de déterminer le ou les événements déclencheurs, puis de suivre la propagation de la perturbation. L'enregistrement des manœuvres de disjoncteur permet de caractériser l'interruption du courant lors de perturbations.

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

L'exigence E2 a pour objectif de recueillir des données ED suffisantes pour les *éléments* de chaque *SERMO* afin d'analyser la réponse globale de celle-ci lors d'une perturbation du réseau. Les analyses de perturbations ayant entraîné une réduction généralisée de la production d'énergie des *SERMO* ces dernières années ont démontré la nécessité d'élargir la surveillance sur les sites de ces ressources. Les grandeurs électriques exigées peuvent soit être mesurées directement, soit être calculables à partir des données ED enregistrées (p. ex., le courant résiduel ou de neutre si les courants de phase sont mesurés directement).

Les données ED de groupes *SERMO* permettent de comprendre la réponse de chaque *SERMO* lors de perturbations du réseau. Cependant, la norme exige la collecte des données ED aux disjoncteurs d'artère de réseau collecteur plutôt qu'aux groupes *SERMO* eux-mêmes. Ces données fournissent de l'information sur la réponse collective des groupes *SERMO* raccordés à une artère de réseau collecteur donnée lors de perturbations du réseau.

Les mesures de données ED à l'échelle d'une centrale, c'est-à-dire celles qui sont prises aux bornes haute tension du transformateur de puissance principal, conformément à l'alinéa 2.1 de l'exigence E1, fournissent des données au point de raccordement de la *SERMO* au *BPS*. Afin de tenir compte de tous les types de défauts possibles, les tensions phase-neutre enregistrées pour chaque phase doivent être calculables. Les courants de phase et le courant résiduel sont nécessaires pour distinguer un défaut de phase d'un défaut à la terre, en plus de faciliter par ailleurs la localisation du défaut et l'analyse de la cause du déclenchement du relais. De plus, les mesures de puissance active et réactive fournissent des données sur la réponse globale de l'installation de production aux perturbations du réseau.

Dans certains cas, une inductance dynamique est intégrée à la *SERMO* et est souvent raccordée à un jeu de barres collectrices en moyenne tension. Quel que soit le point de connexion de ce dispositif, il est important de connaître son comportement lors de perturbations du réseau pour bien comprendre le fonctionnement global de la centrale dans de telles situations. Les grandeurs électriques mesurées ou déterminées pour l'inductance dynamique sont identiques à celles exigées aux bornes haute tension du transformateur de puissance principal.

#### Enregistrement des grandeurs électriques

Pour pouvoir analyser efficacement un défaut, il est nécessaire de connaître les valeurs de tous les courants de phase et de neutre et de toutes les tensions phase-neutre. À partir de telles données ED, il est possible de déterminer tous les types de défaut. Ces données s'ajoutent aussi aux données ECE pour faciliter l'évaluation du comportement des disjoncteurs. Elles reflètent également le comportement d'un groupe de production en réponse à une perturbation du réseau.

#### Enregistrement des valeurs de courant

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

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

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

$I_0$  = courant homopolaire

$I_A$ ,  $I_B$  et  $I_C$  = courants de phase (vecteurs)

#### Enregistrement des valeurs de tension

Les tensions doivent être enregistrées ou calculées avec précision aux *éléments* visés par l'exigence E2.

### Justification de l'exigence E3

Les données ED horodatées avant et après déclenchement aident à analyser le fonctionnement du réseau électrique et à déterminer si les choses se sont déroulées de la façon prévue.

Le rapport sur les perturbations à Odessa publié en septembre 2021 recommandait la collecte de données d'oscillographe haute résolution au point de raccordement. Une fréquence d'enregistrement d'au moins 64 points par cycle est spécifiée, compte tenu de la capacité des équipements de surveillance des perturbations actuels, notamment en matière de stockage. Elle permet d'obtenir assez de données pour reconstituer avec précision la réponse d'une *SERMO* à des perturbations du réseau.

Des données de défaut avant et après le déclenchement combinées à des données ECE, le tout synchronisé sur une horloge commune, aident à déterminer si un *système de protection* a fonctionné comme prévu lors d'un défaut. De plus, les *SERMO* sont équipées de systèmes de commande à réaction rapide (intégrant des fonctions de protection) qui déterminent la réponse des *SERMO* aux perturbations du réseau. Généralement, les défauts dans le *BES* persistent pendant une très brève période d'environ 1 à 30 cycles. Pour saisir la réponse complète d'une *SERMO* répartie sur une vaste zone géographique, les données ED doivent être enregistrées sur une durée minimale totale de deux secondes, synchronisée à une horloge commune. L'option d'avoir plusieurs enregistrements discontinus permet l'utilisation d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont synchronisés, produiront des données de défaut adéquates, car ces équipements ne peuvent pas produire des données de défaut dans un même enregistrement de 120 cycles contigus.

Des enregistrements de données ED peuvent être déclenchés lorsque la valeur mesurée passe au-dessus ou au-dessous d'un seuil de déclenchement. L'alinéa 3.1.3.1 de l'exigence E3 spécifie un enregistrement en cas de surintensité dans le neutre (courant résiduel) pour les défauts à la terre. L'alinéa 3.1.3.2 spécifie qu'un enregistrement doit être déclenché en cas de surtension ou de sous-tension sur la phase durant des événements où le mode de tenue est activé.

Les déclencheurs spécifiés à l'alinéa 3.3 de l'exigence E3 pour les données ED aux inductances dynamiques sont semblables à ceux définis à l'alinéa 3.1 pour les données ED à l'échelle de la centrale qui sont mesurées ou calculées aux bornes haute tension du transformateur de puissance principal.

### Justification de l'exigence E4

Les perturbations de réseau de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, ce qui rend essentielles les données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes de telles perturbations ainsi que la réponse des *SERMO*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de l'événement. L'équipement EPD actuel est capable d'enregistrement en continu.

Les données EPD décrivent la réponse dynamique de la *SERMO* à une perturbation de réseau et sont utilisées pour l'analyse d'événements complexes. Ces données servent souvent à capter des

perturbations brèves ou prolongées. Comme les mesures pertinentes varient en fonction du temps, les données EPD sont normalement enregistrées sous la forme de valeurs efficaces ou de vecteurs de phase, plutôt que par des points d'échantillonnage comme pour les données ED.

Les données EPD servent à mesurer la réponse transitoire à des perturbations du réseau en régime relativement équilibré après défaut. Il est donc suffisant de fournir une seule tension phase-neutre ou de composante directe et un seul courant de la même phase ou de composante directe pour chaque transformateur de puissance principal visé par l'analyse. Il est également suffisant de fournir une seule fréquence pour l'une ou l'autre des tensions fournies, puisque tous les transformateurs de puissance principaux dans une *SERMO* sont à la même fréquence. Il n'est pas exigé de mesurer les trois phases de la tension ou du courant, bien que cela puisse servir à calculer et à enregistrer la ou les valeurs de composante directe. Les grandeurs électriques de la *puissance active* et de la *puissance réactive* sur une base triphasée peuvent être mesurées ou enregistrées ou encore déterminées (calculées, déduites, etc.).

Les exigences de collecte de données de la norme PRC-028-1 supposent une configuration de réseau dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres de *BES* sont fermés.

Une partie cruciale de l'analyse d'une perturbation consiste à bien comprendre la réponse dynamique des ressources de production. Il est donc nécessaire de recueillir, du côté haute tension du ou des transformateurs de puissance principaux, des données EPD comportant les grandeurs électriques prescrites, de manière à décrire adéquatement la réponse de la *SERMO*.

L'alinéa 4.1 de l'exigence E4 exige une tension phase-neutre ou de composante directe. L'enregistrement de tension phase-phase est toutefois acceptable. Puisque le *BES* fonctionne en régime relativement équilibré, on peut, au besoin, calculer les grandeurs phase-neutre à partir des grandeurs phase-phase.

#### **Justification de l'exigence E5**

Une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde, qui correspond à 16 points par cycle à l'entrée de l'équipement EPD, assure une précision adéquate pour le calcul de signaux de tension et de fréquence complexes. Il s'agit de la même fréquence que celle spécifiée dans la norme PRC-002.

Une fréquence d'au moins 60 points par seconde pour l'enregistrement des grandeurs électriques renvoie à la fréquence d'enregistrement de l'équipement. Un minimum de 60 points par seconde permet de surveiller la réponse de la *SERMO* pendant les perturbations du réseau. Étant donné que le système de commande associé aux *SERMO* réagit rapidement, un enregistrement à haute fréquence est essentiel pour reconstituer avec précision les événements. Une fréquence d'enregistrement de 60 points par seconde permet d'obtenir cette précision sans accroître de manière notable les besoins en stockage.

#### **Justification de l'exigence E6**

La synchronisation des données de surveillance des perturbations est essentielle pour l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses et dispersées géographiquement. Le temps universel coordonné (UTC) est un étalon de temps reconnu, établi à partir

d'horloges atomiques, qui assure des mesures temporelles très précises. Toutes les données doivent être fournies au format de temps UTC, avec ou sans décalage de l'heure locale exprimé par un nombre négatif (différence entre l'heure UTC et celle du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées).

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance. L'équipement qui sert à mesurer les grandeurs électriques doit être synchronisé à  $\pm 1$  ms ; cependant, la précision d'application de l'horodatage aux données elles-mêmes n'est pas imposée. Cette latitude s'explique par les délais inhérents à la mesure des grandeurs et des événements électriques (p. ex., la fermeture d'un disjoncteur), à la transmission des mesures, aux algorithmes et aux techniques de calcul des mesures, etc.

Une précision de  $\pm 1$  ms de l'horloge interne des équipements de surveillance suffit pour produire des données synchronisées. La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance. À noter que la norme IEEE 2800 récemment publiée exige que les équipements de surveillance des perturbations enregistrant des données à l'échelle de la centrale présentent un écart de synchronisation de  $\pm 1$   $\mu$ s. Toutefois, l'exigence de précision a été fixée à  $\pm 1$  ms dans cette norme afin de trouver un compromis entre le besoin de précision et les limites pratiques des équipements nécessaires pour atteindre cette précision. Compte tenu des difficultés liées à l'acheminement du signal d'horloge de synchronisation à tous les groupes *SERMO* au sein de la *SERMO*, la synchronisation des horloges de ces groupes doit respecter une précision de  $\pm 100$  ms par rapport à l'UTC. À noter qu'une tolérance plus élevée dans la précision de synchronisation permet un écart plus important par rapport au signal synchronisé. La précision requise pour les données à l'échelle de la centrale *SERMO* est plus grande que celle exigée pour les données à l'échelle d'un groupe *SERMO*.

Les *SERMO*, qui sont insensibles aux constantes temporelles d'inertie, ajustent leur production d'énergie très rapidement. Pour comprendre et analyser les décisions prises par leurs systèmes de commande lors de perturbations du réseau, ainsi que les motifs sous-jacents, une synchronisation d'une grande précision est nécessaire, en particulier lorsqu'il s'agit d'étudier des dizaines de centrales. Voici quelques exemples illustrant la rapidité de réponse des *SERMO* :

- Généralement, dans 90 % des cas, la réponse à un défaut triphasé est inférieure à 40 ms.
- Les contrôleurs centraux des centrales émettent des commandes actualisées en seulement 40 ms après avoir détecté un changement dans les conditions du réseau.
- La réponse asservie à la tension en boucle fermée peut typiquement être inférieure à 200 ms.
- Les décisions de déclenchement instantané des protections des onduleurs, telles que les protections contre la surtension en courant alternatif ou continu ou le courant continu inverse, peuvent être prises en moins de 10 ms.

### Justification de l'exigence E7

L'alinéa 7.1 de l'exigence E7 fixe à 20 jours civils, à l'inclusion de la journée de l'enregistrement, la période minimale de données récupérables. La demande de données est généralement faite le jour même ou le lendemain d'un événement majeur. Cependant, il faut davantage de temps pour déterminer les données à récupérer et les installations de production à prendre en compte pour l'analyse d'événement. Une période de 20 jours civils est jugée suffisante pour permettre une communication efficace entre les différentes entités concernant l'événement et pour planifier la récupération des données des équipements de surveillance des perturbations dans les différentes installations de production. Le demandeur de données doit être conscient de cette limite de 20 jours civils afin de s'assurer que les demandes de conservation des données sont faites à temps. Cette limite est justifiée par le fait que la conservation des données sur une période plus longue serait à la fois coûteuse et inutile.

Avec les équipements actuels, il est réaliste et faisable de rendre les données récupérables pendant une période de 20 jours civils. Soulignons que les entités visées doivent tenir compte des délais prévisibles dans la récupération des données, ce qui peut nécessiter une période de stockage de plus de 20 jours. Prenons un exemple pour clarifier cette période. Supposons qu'un événement survienne le jour 1. Si la demande de données est faite le jour 6, celles-ci devront être fournies au demandeur dans un délai de 20 jours civils après la demande, ou davantage si le demandeur accepte un délai plus long. Par contre, si la demande est faite le jour 21, le délai de conservation des données de 20 jours civils prescrit est dépassé, et l'entité ne serait pas en infraction si elle ne disposait plus des données demandées.

Cette exigence oblige les entités visées à fournir, à la demande du *coordonnateur de la fiabilité*, de l'*entité régionale* ou de la NERC, les données ECE, ED et EPD pour les installations de production selon leur applicabilité. Afin de faciliter l'analyse des perturbations du réseau, il est important que le demandeur reçoive les données dans un délai raisonnable. Le délai de 15 jours civils (ou davantage si le demandeur y consent) pour la transmission des données visées par l'alinéa 7.2 de l'exigence E7 représente un préavis raisonnable pour rassembler les données et procéder aux calculs ou aux mises en forme nécessaires, le cas échéant. L'entité peut demander une prolongation du délai de 15 jours civils ; si le demandeur est d'accord, l'entité doit alors fournir les données dans le délai ainsi prolongé.

L'analyse d'une perturbation nécessite des données provenant de nombreux équipements et d'entités diverses. La normalisation du format interne et de la dénomination des fichiers de données permettra d'accélérer grandement l'analyse. Les exigences relatives au format interne et à la dénomination des données ECE, ED et EPD sont conformes aux mêmes exigences définies dans la norme PRC-002.

**Données ECE :** L'alinéa 7.3 de l'exigence E7 impose pour les données ECE le format CSV (valeurs séparées par des virgules) avec encodage ASCII, selon les indications de l'annexe 1. Il est nécessaire de normaliser le format, car les données transmises par une entité ou une installation peuvent être combinées avec les mêmes types de données fournies par d'autres entités ou installations en vue de produire la séquence détaillée des événements d'une perturbation du réseau.



**Données ED :** L'alinéa 7.4 de l'exigence E7 impose pour les données ED le format CSV (avec les en-têtes appropriés) ou le format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*. Cette dernière norme est bien établie dans l'industrie. L'échange de données dans un format normalisé facilite l'analyse d'une perturbation du réseau, étant donné les nombreuses sources qui alimentent l'analyse.

**Données EPD :** L'alinéa 7.5 de l'exigence E7 impose pour les données EPD le format CSV (avec les en-têtes appropriés) ou le format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*. Cette dernière norme est bien établie dans l'industrie. L'échange de données dans un format normalisé facilite l'analyse d'une perturbation du réseau, étant donné les nombreuses sources qui alimentent l'analyse.

La version de la norme COMTRADE (C37.111) datée de 2013 comporte une annexe décrivant l'application de cette norme aux données de synchrophaseurs.

L'alinéa 7.6 de l'exigence E7 stipule que les noms de fichier de données ECE, ED et EPD doivent respecter la norme C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*. Le manque d'uniformité peut grandement compliquer l'analyse des événements et la tâche des enquêteurs.

#### **Justification de l'exigence E8**

La norme exige que l'entité rétablisse la capacité d'enregistrement de données ECE, ED et EPD dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une perte de cette capacité. La période de 90 jours civils prévue par cette exigence assure un juste équilibre entre le temps raisonnable requis pour rétablir la capacité d'enregistrement et la nécessité de minimiser la durée d'indisponibilité de celle-ci. S'il est impossible de rétablir cette capacité dans le délai précité en raison de contraintes telles que le cycle budgétaire, les équipes de maintenance, les fournisseurs, le temps d'indisponibilité nécessaire, etc., l'entité doit soumettre un *plan d'actions correctives* visant à rétablir la capacité d'enregistrement de l'entité régionale et le mettre en œuvre. La limite de 90 jours civils s'applique également dans les cas où la capacité d'enregistrement serait hors service pour cause de maintenance ou d'essais. Une indisponibilité d'un élément surveillé n'est pas interprétée comme une perte de capacité de surveillance des perturbations.