



PROPOSITION RELATIVE AUX EXIGENCES D'APPLICATION GÉNÉRALE DU NC RfG

Proposition du GRT en vertu de l'Art. 7(4) du NC RfG

17 mai 2018

Table des matières

1	Introduction	3
2	Proposition de détermination du caractère significatif [Art. 5] ...	5
2.1	Conditions applicables au choix des seuils de puissance maximale	6
2.1.1	Durée minimale applicable au plages de tensionsCapacité de tenue en tension pour les PGM raccordées au réseau Du GRT.....	6
2.1.2	Autres conditions.....	7
3	Exigences applicables aux unités de type A.....	8
3.1	Exigences de fréquence.....	8
3.1.1	Capacité de tenue en fréquence [Art. 13-1 (a)].....	8
3.1.2	Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence (ROCOF) [Art. 13-1 (b)]	9
3.1.3	Protection de découplage déclenchée par la vitesse de variation de la fréquence [Art. 13-1 (b)]	9
3.1.4	Mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O) [Art. 13-2 (a-g)]	9
3.1.5	Réduction de puissance maximale admissible en cas de baisse de fréquence [Art. 13-4].....	12
3.1.6	Interface logique pour cesser l'injection de puissance active [Art. 13-6].....	13
3.1.7	Connexion automatique [Art. 13-7]	13
4	Exigences applicables aux unités de Type B	14
4.1	Stabilité de fréquence et gestion de la puissance active.....	14
4.1.1	Réduction à distance de la puissance active [Art. 14 -2].....	14
4.1.2	Reconnexion automatique [Art. 14-4]	14
4.2	Instrumentation [Art. 14-5]	14
4.2.1	Données structurelles : systèmes de protection électrique et de contrôle-commande [Art. 14-5 (a + b)].....	14
4.2.2	Échange d'informations [Art. 14-5 (d)].....	15
4.3	Exigences applicables aux SPGM de type B	16
4.3.1	Capacités en puissance réactive - SPGM [Art. 17-2 (a)].....	16
4.3.2	Réglage de la tension des SPGM de type B [Art. 17-2 (b)]	17
4.3.3	Tenue aux creux de tension des SPGM en cas de défauts symétriques et dissymétriques [Art. 14-3].....	17
4.3.4	Rétablissement de la puissance active après défaut - SPGM [Art. 17-3].....	18
4.4	Exigences applicables aux PPM de type B.....	19
4.4.1	Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques - PPM [Art. 14-3].....	19
4.4.2	Capacités réactives - PPM [Art. 20-2 (a)].....	20
4.4.3	Courant de défaut et maintien de la tension dynamique [Art. 20-2 (b et c)]	21
4.4.4	Rétablissement de la puissance active après défaut [Art. 20-3] ..	22
5	Exigences applicables aux unités de type C.....	23
5.1	Stabilité de fréquence et gestion de puissance active	23
5.1.1	Capacité de réglage et plage de réglage de la puissance active [Art. 15-2 (ab)].....	23
5.1.2	Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U) [Art. 15-2 (c)]	23
5.1.3	Mode de sensibilité à la fréquence [Art. 15-2 (d)]	25
5.1.4	Contrôle de la restauration de la fréquence [Art. 15-2 (e)]	25
5.1.5	Suivi en temps réel des FSM [Art. 15-2 (g)].....	25
5.1.6	Déconnexion automatique pour les tensions hors plage [Art. 15-3]	26
5.1.7	Taux de variation de la production de puissance active [Art. 15-6 (e)]	26
5.2	Reconstitution du réseau [Art. 15-5].....	26
5.2.1	Capacité de participer à un réseau séparé [Art. 15-5 (b)]	26

5.2.2	Capacité de resynchronisation rapide [Art. 15-5 (c)]	26
5.3	Instrumentation, simulation et protection	27
5.3.1	Perte de stabilité angulaire ou perte des régulateurs [Art. 15-6 (a)]	27
5.3.2	Instrumentation [Art. 15-6 (b)]	27
5.3.3	Modèles de simulation [Art. 15-6 (c)]	27
5.3.4	Dispositifs pour le fonctionnement et la sécurité du réseau [Art. 15-6 (d)]	27
5.3.5	Mise à la terre du point neutre du côté réseau du transformateur élévateur [Art. 15-6 (f)]	27
5.4	Mode de réglage de la tension (pour SPGM et PPM) [Art. 19-2 (a) et Art. 21-3 (d)]	28
5.5	Exigences applicables aux SPGM de type C	29
5.5.1	Capacité en puissance réactive des SPGM [Art. 18-2]	29
5.5.2	Exigences de réglage de la tension applicables aux SPGM de type C	29
5.6	Exigences relatives aux PPM de type C	30
5.6.1	Inertie synthétique des PPM [Art. 21-2]	30
5.6.2	Capacités réactives - PPM [Art. 21-3 (a-c)]	30
5.6.3	Réglage de la tension - PPM [Art. 21-3 (d et e)]	32
6	Exigences applicables aux unités de Type D	33
6.1	Réglage de la tension	33
6.1.1	Capacité de tenue en tension [Art. 16-2 (a et b)]	33
6.1.2	Déconnexion automatique pour les tensions hors plage [Art. 16-2 (c)]	33
6.2	Resynchronisation [Art. 16-4]	33
6.3	Exigences applicables aux SPGM de type D	33
6.3.1	Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques – SPGM [Art. 16-3]	33
6.3.2	Stabilité de la tension des SPGM [Art. 19-2]	35
6.3.3	Capacités techniques de maintien de la stabilité angulaire des SPGM dans les situations de défaut [Art. 19-3]	35
6.4	Type D - PPM	35
6.4.1	Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques – PPM [Art. 16-3]	35
7	Acronymes	37
8	Références	37
9	Annexe I - Définition du profil de tenue aux creux de tension (extrait de l'art. 14-3 du RfG [1])	38
10	Annexe II - Liste des articles non exhaustifs relatifs au RfG	38

1 Introduction

L'article 7, paragraphe 4, du RC RfG stipule que dans les deux ans à compter de l'entrée en vigueur du NC RfG, soit le 17 mai 2018, le gestionnaire de réseau ou le GRT doit soumettre pour approbation à l'entité compétente une proposition relative aux exigences d'application générale (ou une méthodologie pour les calculer ou les définir). Les deux autres codes de réseau de raccordement contiennent une exigence similaire (article 6, paragraphe 4 du NC DCC [2] et article 5, paragraphe 4 du NC HVDC [3]).

Ce document a pour objectif de synthétiser la proposition technique concernant la mise en œuvre belge des exigences non exhaustives énoncées dans le NC RfG [1]. Ce document constitue la version finale de la proposition relative aux exigences d'application générale (ci-après dénommées « exigences générales (RC RfG) », conformément à l'article 7, paragraphe 4 du NC RfG.

Cette proposition est centrée surtout sur les exigences fixées par Elia en tant que GRT (compétent) ou gestionnaire de réseau compétent. Vu que les GRD publiques ont été largement consultés lors de l'élaboration de la proposition du GRT et dans la définition de leur propre proposition pour les PGM (unités de production d'électricité, 'Power Generating Modules') raccordés au réseau de distribution public, une partie des exigences est aussi déterminée par les GRD publiques, en tant que gestionnaire de réseau compétent.

Pour faciliter la mise en œuvre des exigences du NC RfG, Elia et les GRD publiques se sont alignés autant que possible afin d'augmenter la cohérence entre une unité de production d'électricité raccordée au réseau de transmission ou de distribution en termes d'exigences techniques et de lisibilité juridique. Pour les aspects liés aux exigences générales applicables aux gestionnaires de réseau fermé de distribution (GRFD), Elia a également interagi avec les GRFDs.

Le 17 mai 2018, Elia a soumis aux autorités compétentes les propositions relatives aux exigences générales pour les NC RfG, NC DCC et NC HVDC, ainsi que la proposition (suivi des modifications) de Règlement technique fédéral modifié [4] et une proposition formelle sur les seuils de puissance maximale des unités de production d'électricité de types B, C et D. Du 15 mars au 16/23 avril 2018, Elia a organisé une consultation publique préalable pour tous les éléments à livrer, à l'exception de la consultation publique relative aux seuils de puissance maximale applicables aux types B, C et D, qui a déjà eu lieu du 19 mai au 20 juin 2017. Cette approche s'inscrit dans la vision de l'administration fédérale belge (FOD/SPF Énergie) [5].

Ce document représente la position finale d'Elia suite aux discussions abordant chacun des sujets pertinents avec les parties prenantes. Au cours des derniers mois, ce document a été progressivement complété et présenté aux parties prenantes, en particulier lors des ateliers portant sur le Règlement technique fédéral, jusqu'à ce que toutes les exigences générales non exhaustives soient incluses.

En conséquence, ce document devrait être considéré comme un document technique mais non-opposable juridiquement, axé sur la clarification de diverses exigences générales techniques qui seront reflétées dans divers codes de réseau, contrats et/ou documents réglementaires.

Le document suit la même logique que celle du NC RfG : la proposition est organisée par sujet technique et par catégorie de PGM, en tenant compte des seuils applicables aux types B, C et D définis dans la proposition d'Elia (et des GRD publiques). Sauf indication contraire, chaque catégorie supérieure doit satisfaire à l'exigence de la catégorie inférieure. À titre d'exemple, le mode de réglage LFSM-O est spécifié pour le type A, mais il est également exigé pour les catégories B, C et/ou D.

Le champ d'application de ce document contient en particulier, mais sans s'y limiter, la proposition de mise en œuvre des exigences non exhaustives du NC RfG. Pour en améliorer la lisibilité, ce document peut également contenir des exigences exhaustives du NC, des propositions de mise en œuvre d'exigences non exhaustives de l'autre NC de raccordement ou d'autres exigences nationales/régionales spécifiques.

En ce qui concerne la liste complète des exigences non exhaustives à proposer en tant qu'exigences générales, Elia se réfère au document d'orientation du ENTSO-e intitulé « Parameter of Non-exhaustive requirements » [6] à définir par le GRT et le gestionnaire de réseau compétents. Ce document mentionne non seulement les paramètres à définir par sujet, mais aussi quel article de chaque NC de raccordement doit être considéré comme non exhaustif et qui doit être considéré comme gestionnaire de réseau compétent pour définir une proposition de mise en œuvre. Tant le GRT, les GRD publiques que les GRFD peuvent être considérés comme des « gestionnaires de réseau compétents », en fonction des besoins.

En général, le présent document propose des exigences minimales. Si une PGM possède des capacités supérieures au minimum requis et si sa mise à disposition n'a pas d'impact technique négatif sur son fonctionnement normal, elle doit être activée en accord avec le gestionnaire de réseau compétent (remarque : pour Elia, cela surviendra lors de l'accord de raccordement). À titre d'exemple, si la PGM dispose de capacités supérieures au profil minimum de tenue aux creux de tension (cf. Art. 14-3), on s'attend à ce que la PGM ne limite pas ses capacités pour se conformer à l'exigence minimale, mais à ce qu'elle utilise toute sa capacité pour maintenir la stabilité du système, comme énoncé dans son accord. Les caractéristiques et fonctionnalités de la PGM effectivement mises en œuvre doivent être communiquées au gestionnaire de réseau compétent et/ou au gestionnaire de réseau de transport.

Conformément à l'article 3.2 (b) de la NC RfG, les exigences générales ne s'appliquent pas aux sorties PGM¹ de secours, sauf si ces dernières offrent des services auxiliaires sur une base volontaire pendant plus de 5 minutes par mois.

¹ PGMs installés pour fournir une alimentation de secours et fonctionner en parallèle avec le système pendant moins de cinq minutes par mois civil. Le fonctionnement en parallèle pendant les essais de maintenance ou de mise en service ou ce module de production d'énergie ne doit pas compter pour la limite de cinq minutes.

2 Proposition de détermination du caractère significatif [Art. 5]

La proposition de détermination du caractère significatif actuelle a été partagée avec les parties prenantes dans le cadre de la « Consultation publique concernant la proposition de mettre en place des seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité de types B, C et D », qui s'est tenue du 19/05/2017 au 20/06/2017 et qui est disponible [en ligne](#). Les seuils proposés sont le résultat de plusieurs séries d'ateliers et de discussions avec les parties prenantes et sont proposés sous les conditions expliquées dans cette section.

Une synthèse de la détermination du caractère significatif proposée est présentée ci-dessous.

Conformément à l'Art. 5 du NC RfG, Elia propose le choix entre les seuils de puissance maximum suivants pour la détermination du type :

- Type A
 - $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 1 MW \text{ and } V_{cp} < 110kV$
- Type B
 - $1 MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 25MW \text{ and } V_{cp} < 110kV$
- Type C
 - $25MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 75MW \text{ and } V_{cp} < 110kV$
- Type D
 - $75MW \leq P_{MAX}^{Capacity}$ ou
 - $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity}$ en $V_{cp} \geq 110kV$

Où $P_{MAX}^{Capacity}$ correspond à la puissance maximale (installée) des unités de production d'électricité et V_{cp} correspond au niveau de tension au point de raccordement.

Les paramètres utilisés pour déterminer le caractère significatif sont illustrés graphiquement dans l'illustration1 ci-dessous.

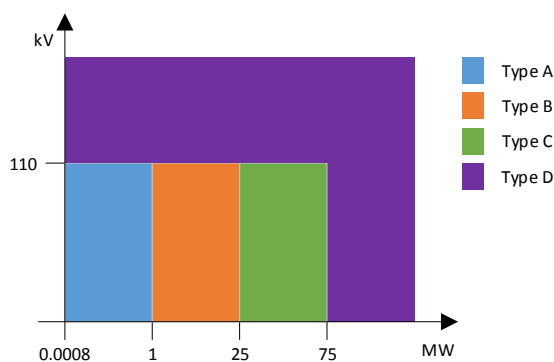


Illustration1 : Représentation graphique des seuils de puissance maximale proposés.

Toutefois, Elia propose d'adapter les exigences applicables aux unités de production d'électricité (PGM) d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV, afin de refléter la spécification de la PGM de la même taille et d'une tension au point de raccordement inférieure ou égale à 110 kV. Les exigences seront adaptées par le biais d'une demande de dérogation soumise par le gestionnaire de réseau compétent ou, dans ce cas, par le GRT compétent (conformément à l'article 63 du NC RfG).

Plus précisément, les exigences suivantes sont proposées :

- Une PGM de type D avec $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 1 MW$ $0.8kW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 0.25 MW$ respectera les mêmes exigences qu'une PGM de type A.
- Une PGM de type D avec $1 MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 25MW$ $0.25 MW \leq P_{MAX}^{Capacity} < 25MW$ respectera les mêmes exigences qu'une PGM de type B.

Une représentation graphique des exigences résultantes escomptées est présentée dans l'illustration 2 ci-dessous.

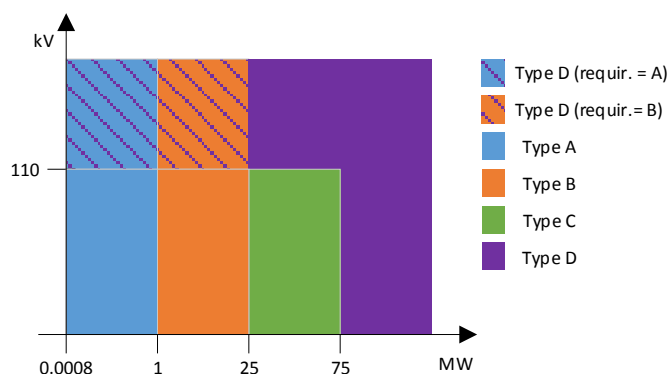


Illustration2 : Représentation graphique des exigences à respecter par les PGM en fonction des seuils de puissance maximale proposés, compte tenu des résultats de la procédure de dérogation envisagée.

Il est à noter que les parcs non synchrones de générateurs (PPM) dont le point de raccordement est situé en mer doivent respecter les mêmes prescriptions que les unités de parcs non synchrones de générateurs de type D, sauf s'ils sont spécifiquement définis dans le présent document.

2.1 Conditions applicables au choix des seuils de puissance maximale

2.1.1 Durée minimale applicable au plages de tensions Capacité de tenue en tension pour les PGM raccordées au réseau Du GRT

Cette exigence devrait être respectée au point de connexion.

La capacité de tenue en tension pour une durée minimale n'est explicitement mentionnée que pour les PGMs de Type D (Article 16.2), des capacités similaire (Tableau 1) sont aussi requises pour le reste des PGM (Type A, B et C) pour garantir la sécurité de l'approvisionnement.

	Plage de tension	Durée de fonctionnement
Plages de tension inférieures à 300 kV	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu	Illimitée
	1.118 pu – 1.15 pu	En accord entre le GRC et le propriétaire de l'installation de production dans le contrat de connexion
Plages de tension supérieures à 300 kV	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.05 pu	Illimitée
	1.05 pu – 1.10 pu	En accord entre le GRC et le propriétaire de l'installation de production dans le contrat de connexion

Tableau 1 Capacités de tenue en tension

Les valeurs de base suivantes doivent être prises en compte pour les PGM raccordées au réseau du GRT :

- 400 kV
- 220 kV
- 150 kV
- 110 kV
- 70 kV
- 36 kV

Si des capacités de tenue en tension plus larges ou plus longues sont techniquement et économiquement réalisables, le propriétaire de l'installation doit les mettre à la disposition du gestionnaire de réseau compétent.

2.1.2 Autres conditions.

Les unités de production d'électricité synchrones de type C (SPGM) nécessiteront des exigences plus strictes que celles prévues par le NC RfG en ce qui concerne les réglages de la tension. Ces exigences sont déjà incluses dans le RTF traitant des unités de même type et de même taille (voir art.72 au point [4]).

Elia exige des fonctions de régulateur automatique de tension (AVR), de limiteur de surexcitation (OEL), de limiteur de sous-excitation (UEL) et de stabilisateur de puissance (PSS). L'activation et le réglage de la fonction PSS seront nécessaires en fonction du point de raccordement, de la taille et des caractéristiques de la SPGM.

Cette approche est conforme au document d'orientation de mise en œuvre proposé et soumis par ENTSO-e pour la mise en œuvre nationale des codes de réseau relatifs au raccordement au réseau (Implementation Guidelines Documents, IGD) sur les paramètres des exigences non exhaustives : celui-ci recommande une mise en œuvre spécifique au site de l'exigence énoncée à l'art.19(2)b.(v) par le biais de contrats de raccordement individuels.

Les exigences relatives aux réseaux fermés de distribution (RFD) seront alignées, dans la mesure du possible, sur celles des installations de consommation et des GRD.

3 Exigences applicables aux unités de type A

En général, tous les paramètres relatifs à la fréquence sont coordonnés entre les GRT dans la zone synchrone de l'Europe continentale pour garantir une contribution équitable entre les unités de production d'électricité de toutes les zones de contrôle et la résilience et la stabilité globales du système. Les exigences actuelles sont basées sur la version finale des documents d'orientation de mise en œuvre (Implementation Guidelines Documents, IGD) soumis à consultation publique sur le site Web du ENTSO-e (clôturé le 21 déc. 2017)².

3.1 Exigences de fréquence

3.1.1 Capacité de tenue en fréquence [Art. 13-1 (a)]

La plage de fréquence et la durée minimale proposées sont les suivantes :

Plage de fréquence	Durée
[47,5 Hz — 48,5 Hz[30 minutes
[48,5 Hz — 49,0 Hz[30 minutes
[49,0 Hz — 51,0 Hz]	Illimitée
]51,0 Hz — 51,5 Hz]	30 minutes

Remarque : Les réglages des protections des PGM raccordées à des réseaux de distribution ne doivent pas être en conflit avec cette capacité de tenue en fréquence, sauf en cas de détection d'événement local (et non d'un événement global du réseau électrique).

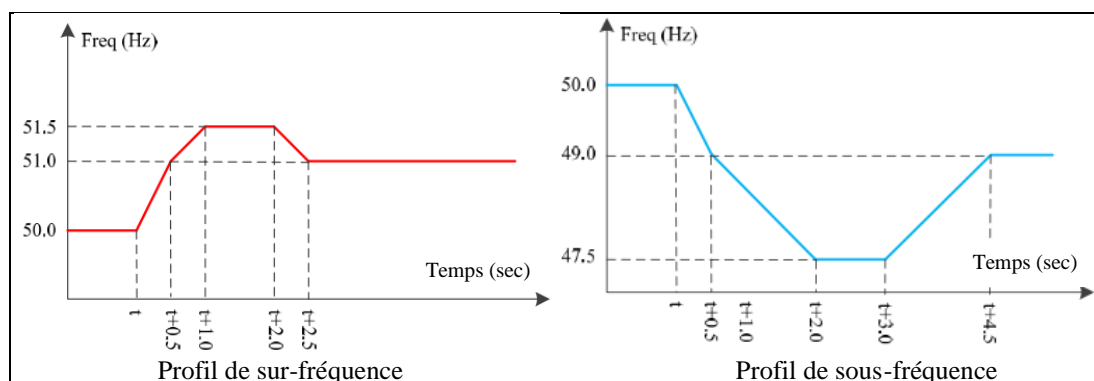
En outre, en application des paragraphes 13-1 (a)(ii) et (a)(iii), la durée de fonctionnement dans la plage de fréquence de 51,5 Hz à 52,5 Hz doit être traitée comme suit :

- Si le GRT (Elia) est le gestionnaire de réseau compétent :
 - Pour les unités de types B, C et D, elle fait l'objet d'un accord entre le GRT (Elia) et le propriétaire de l'installation de production. Cet accord sera repris dans l'accord de raccordement et tiendra compte de la capacité technique possible de la PGM.
 - Pour les unités de type A, le propriétaire de l'installation de production d'électricité devra communiquer sa capacité de durée technique au GRT et la mettre à la disposition de ce dernier.
- Si le GRD ou le 'Closed Distribution System' (ci-après CDS) (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) est le gestionnaire de réseau compétent :
 - Pour les unités de types A et B, le gestionnaire de réseau compétent doit être informé de la capacité de durée technique devant être mise à la disposition du gestionnaire de réseau compétent. Cette information peut être fournie lors de l'évaluation de conformité de type (homologation).
 - Pour les unités de type C, elle fait l'objet d'un accord entre le gestionnaire de réseau compétent (GRD) en coordination avec le GRT compétent. Cet accord sera repris dans l'accord de raccordement et tiendra compte de la capacité technique possible de la PGM.

² https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-4/consult_view/

3.1.2 Capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence (ROCOF) [Art. 13-1 (b)]

La capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence proposée est définie en tenant compte de la fréquence par rapport au profil temporel représenté dans l'illustration 3, selon une technique de mesure explicite prenant en compte 2 Hz/s pendant une durée de 500 ms. Les réglages des protections des PGM raccordées au réseau de transport et reposant sur la détection de découplage sur la base des mesures des vitesses de variation de la fréquence ne doivent pas être en conflit avec les exigences relatives à la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence, sauf en cas de détection d'événement local (et non d'un événement global du système électrique).



3.1.3 Protection de découplage déclenchée par la vitesse de variation de la fréquence [Art. 13-1 (b)]

Pour toutes les PGM, un découplage basé sur les vitesses de variation de la fréquence peut être utilisé en coordination avec le GRT

Pour les PGM raccordées au réseau de transport et reposant sur la détection de découplage sur la base des mesures des vitesses de variation de la fréquence, le seuil doit être supérieur à 2 Hz/s pendant une durée de 500 ms. Remarque : les autres paramètres de détection de découplage alternatifs ne doivent pas entrer en conflit avec les exigences relatives à la capacité de tenue en fréquence, sauf en cas de détection d'événement local (et non d'un événement global du système électrique). Pour des raisons techniques et de sécurité, des seuils plus bas peuvent être discutés au cas par cas.

Pour les PGM raccordées aux réseaux de distribution (ou le CDS, pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes), une protection de découplage basée sur une mesure des vitesses de variation de la fréquence peut être défini par le GRD. Conformément à l'article 13.1(b), les GRD publics, en coordination avec le GRT, imposent en réalité un réglage par défaut de 1 Hz/s. Dans ce cas, la protection d'interface déconnecte l'unité de production d'électricité avant que la capacité de résistance totale ne soit utilisée. Néanmoins, les GRD publics étudient de nouvelles stratégies de protection visant à améliorer la coordination.

3.1.4 Mode de réglage restreint à la surfréquence (LFSM-O)

[Art. 13-2 (a-g)]

La définition des exigences non exhaustives liées à la fonction LFSM-O est coordonnée entre les GRT dans la zone synchrone de l'Europe continentale. En raison de l'effet provoqué par les problèmes liés à la fréquence sur l'ensemble du système, un réglage harmonisé de ces paramètres dans une zone synchrone est souhaitable. Les effets négatifs qui pourraient autrement se produire pourraient aggraver les situations d'urgence suite à l'activation du LFSM-O. La déconnexion et la reconnexion automatiques visées sous 13-2 (b) ne sont pas autorisées par défaut.

Compte tenu des phénomènes transitoires du système et de la nécessité d'une réaction de réponse en puissance adéquate, la proposition porte également sur la performance de la réponse tout en tenant compte des différentes technologies des PGM.

La réponse de la PGM prend en considération les aspects suivants, représentés dans l'illustration 4 :

- Le temps mort (T_d) couvre la durée entre l'événement de variation de fréquence et le début de la réponse ;
- Le temps de réponse à un échelon (T_{sr}) couvre la durée entre l'événement de variation de fréquence et l'instant où la réponse atteint pour la première fois la plage de tolérance ;
- Le temps de stabilisation (T_s) couvre la durée entre l'événement de variation de fréquence et l'instant où la réponse correspondante reste dans la bande de tolérance de la valeur définie.

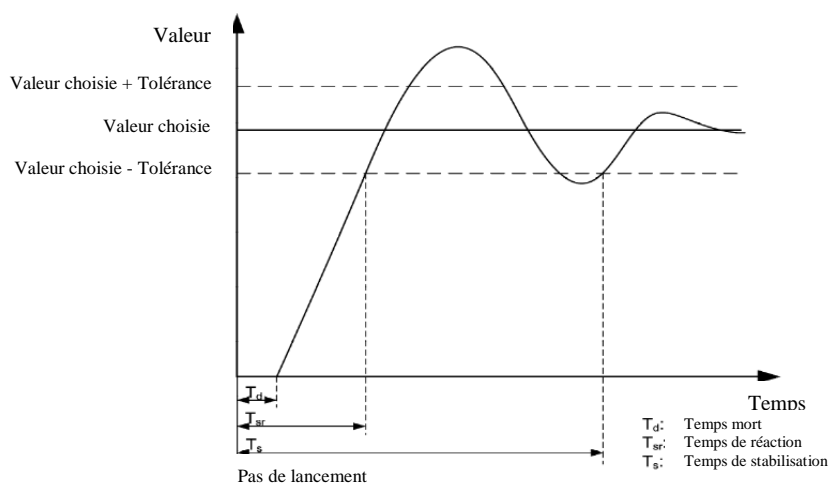


Illustration 4 : Définition des paramètres de réponse des PGM

Les exigences ci-dessous sont communes à toutes les PGM :

- La valeur du statisme correspond à 5 % et est sélectionnable dans la plage de 2 % et 12 % ;
- Le seuil d'activation de la fréquence correspond à 50,2 Hz ;
- Temps mort : aussi rapide que techniquement possible (pas de retard intentionnel), des conditions spécifiques peuvent être applicables en concertation avec le GRT ;
- Une fois le niveau de régulation minimal atteint, le mode de fonctionnement doit être maintenu au même niveau (pas de diminution supplémentaire pour une augmentation de fréquence supplémentaire).

Le statisme est défini selon la formule suivante::

$$s[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f| - |\Delta f_1|}{f_n} \cdot \frac{P_{ref}}{|\Delta P|}$$

Où ΔP est la variation de puissance active de l'unité de production d'électricité, f_n est la fréquence nominale (50 Hz) du réseau et Δf est la variation de la fréquence sur le réseau. En cas de sur-fréquences avec Δf supérieur à Δf_1 , l'unité de production d'électricité réduit sa production de puissance active conformément au statisme s .

Le NC RfG offre deux options pour définir P_{ref} pour les parcs non synchrones de générateurs : soit P_{max} , soit la production de puissance active réelle au moment où le seuil LFSM est atteint. Pour obtenir une réponse de puissance active équitable lors d'un événement de fréquence haute ou basse (quel que soit le nombre d'unités de production d'électricité en fonctionnement), la puissance active de référence P_{ref} est donc affectée en fonction du facteur de charge escomptée :

- Pref correspond par défaut à l'actif réel (au moment de l'activation) du PPM.
- Pref peut également être défini en tant que Pmax du PPM escompté pour un fonctionnement majoritairement à, ou proche de, la capacité maximale (exemple pour les parcs éoliens offshore raccordés au réseau de transport) ;

Pour les SPGM :

Paramètres (SPGM)	Pour augmenter la puissance	Pour réduire la puissance
Temps de réponse à un échelon	≤ 5 minutes pour une augmentation de la puissance active de 20 % Pmax (une réaction lente n'est pas applicable dans le cas d'une augmentation brève - quelques secondes - après une phase de diminution)	≤ 8 secondes pour une diminution de la puissance active de 45 % Pmax
Temps de stabilisation	≤ 6 minutes pour une augmentation de la puissance active (une réaction lente n'est pas applicable dans le cas d'une augmentation brève - quelques secondes - après une phase de diminution)	≤ 30 secondes pour une diminution de la puissance active

Pour les PPM :

Paramètres (PPM)	Pour augmenter la puissance	Pour réduire la puissance
Temps de réponse à un échelon	<p><i>Pour la génération éolienne :</i> ≤ 5 secondes pour une augmentation de la puissance active de 20 % Pmax (une réaction plus lente pour un point opérationnel ≤ 50% Pmax est acceptable tant que qu'elle n'est pas supérieur à 5 secondes)</p> <p><i>Pour le reste :</i> ≤ 10 secondes pour une augmentation de la puissance active de 50 % Pmax</p>	≤ 2 secondes pour une diminution de la puissance active de 50 % Pmax
Temps de stabilisation	≤ 30 secondes pour une augmentation de la puissance active	≤ 20 secondes pour une diminution de la puissance active

3.1.5 Réduction de puissance maximale admissible en cas de baisse de fréquence [Art. 13-4]

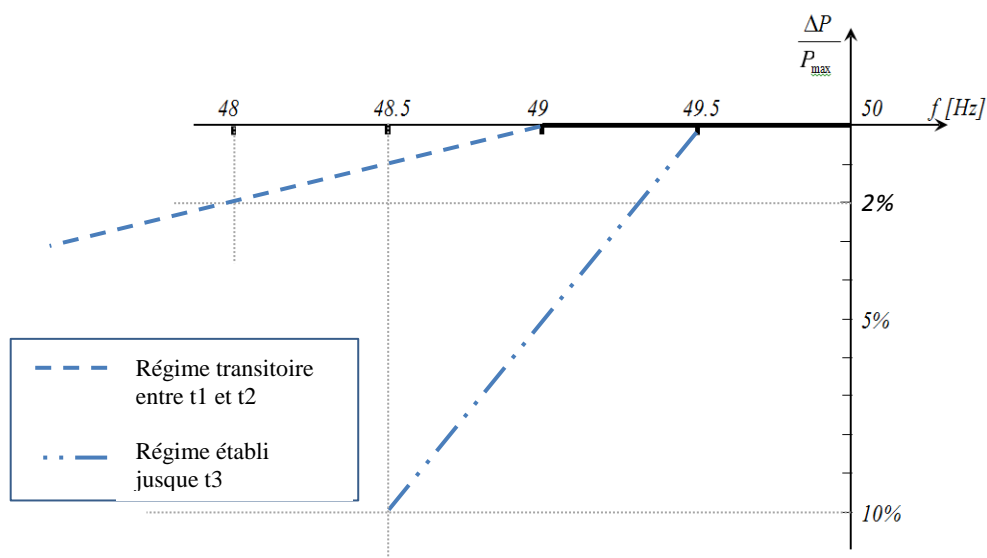


Illustration 5 : Réduction de puissance active maximale admissible par rapport à la production maximale pour les domaines transitoires et en régime permanent

Pour le cas des PPM, la réduction de puissance active maximale n'est pas autorisée au-dessus de 49 Hz, pour des valeurs au-dessous de 49 Hz seulement une réduction maximale de puissance active de 2%/Hz est acceptable (toutefois il n'y a pas généralement de limitation technologique dans cette plage de fréquence).

Pour le cas des PGM afin de tenir compte des besoins du système et des limites de la technologie, les domaines transitoires et en régime permanent sont couverts dans deux profils séparés. En l'absence de limitation technique³ pour maintenir la puissance active, une réduction de puissance active n'est pas autorisée.

Le Tableau 2 Réduction de puissance active maximale admissible par rapport aux exigences de production maximale couvre l'exigence pendant la période transitoire où les PGM doivent respecter la limite de 2 % de réduction de puissance active par Hz par rapport à la production maximale pour une durée de maximum 30 secondes, ce qui permettrait à d'autres moyens de réglage de la fréquence d'agir. Pendant la période en régime permanent, les PGM sont autorisées, si nécessaire, à réduire la puissance active par rapport à la production de puissance maximale en respectant la limite de 10 %/Hz.

Tableau 2 Réduction de puissance active maximale admissible par rapport aux exigences de production maximale

	Paramètres	Exigence
Domaine en régime transitoire	Seuil de fréquence	49 Hz
	Pente	2 %/Hz
	t 1	≤ 2 secondes
	t 2	30 secondes
Domaine en régime établie	Seuil de fréquence	49,5 Hz
	Pente	10 %/Hz
	t 3	30 minutes

³ Habituellement, un PPM ne possède aucune limitation inhérente entraînant une réduction de puissance active par rapport à la production maximale

Les conditions ambiantes applicables par défaut sont définies comme suit :

- Température : 25 °C
- Altitude comprise entre 400 m et 500 m
- Humidité : entre 15 et 20 g H₂O/Kg

La conformité sera établie sur base de certification d'homologation ou au cas par cas en coordination avec le propriétaire de l'installation de production d'électricité.

3.1.6 Interface logique pour cesser l'injection de puissance active [Art. 13-6]

Le droit de demander un équipement supplémentaire pour commander l'interface logique à distance sera spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en temps voulu.

3.1.7 Connexion automatique [Art. 13-7]

La connexion automatique est autorisée pour toutes les unités de type A et les unités de type B pour lesquelles le GRD ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) est le gestionnaire de réseau compétent , et ce, pour autant que les conditions suivantes soient remplies :

1. Fréquence comprise entre 49,9 Hz et 50,1 Hz ; et
2. Tension comprise entre 0,85Un et 1,10Un ; et
3. Respect des conditions ci-dessus pendant une durée de minimum 60 secondes.

Après la connexion , une limitation réglable de la vitesse d'augmentation de la puissance active ≤ 20 % de Pmax/minutes doit être fixée selon les exigences d'exploitation.

Après une reconnexion suite à une perturbation sur le réseau, une limitation réglable de la vitesse d'augmentation de la puissance active ≤ 10 % de Pmax/minutes est applicable.

Pour les autres types (type B raccordé au réseau de transport, type C), la connexion automatique est soumise à une autorisation individuelle à fixer dans les contrats de raccordement individuels.

4 Exigences applicables aux unités de Type B

Outre les exigences applicables aux unités de type A, il est exigé ce qui suit.

4.1 Stabilité de fréquence et gestion de la puissance active

4.1.1 Réduction à distance de la puissance active [Art. 14 -2]

Le droit de demander un équipement supplémentaire pour commander la puissance active à distance sera spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en temps voulu.

4.1.2 Reconnexion automatique [Art. 14-4]

En référence à l'article 14-4(a) les conditions auxquelles les PGM sont capables de se reconnecter sont définies comme suit :

1. Fréquence comprise entre 49,9 Hz et 50,1 Hz ; et
2. Tension comprise entre 0,90 Un et 1,10 Un ; et
3. Respect des conditions ci-dessus pendant une durée minimale de 60 secondes.

Après la reconnexion, la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production active est limitable à 10 % Pmax par minute est autorisée.

Pour les unités PGM de types B, C et D dont le GRT est le gestionnaire de réseau compétent, l'installation et l'exploitation de la reconnexion automatique sont interdites et soumises à autorisation accordée au cas par cas dans les contrats de raccordement individuels.

Pour les unités PGM de types B dont le GRD ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) est le gestionnaire de réseau compétent, la reconnexion automatique est permis selon les conditions défini ci-dessus.

4.2 Instrumentation [Art. 14-5]

4.2.1 Données structurelles : systèmes de protection électrique et de contrôle-commande [Art. 14-5 (a + b)]

Cette spécification est spécifique au site : elle doit faire l'objet d'un accord au cas par cas lors du processus de raccordement avec le gestionnaire de réseau compétent (il peut s'agir du GR(F)D ou d'Elia). Elle est en outre fixée dans le contrat de raccordement individuel.

4.2.2 Échange d'informations [Art. 14-5 (d)]

4.2.2.1 Mesures en temps réel

Exigences :

PGM de type B raccordé au GRT, GRD ou le CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes) .

- position des disjoncteurs au point de raccordement (ou à un autre point d'interaction convenu avec le GRT/GRD) ;
- puissance active et réactive au point de raccordement (ou à un autre point d'interaction convenu avec le GRT/GRD) ; et
- puissance active et réactive nette d'une installation de production d'électricité dans le cas d'une installation de production d'électricité ayant une consommation autre que la consommation auxiliaire.

En cas d'impossibilité technique de communiquer ces informations, la puissance active et réactive brute de l'installation de production d'électricité pourrait être acceptée. Néanmoins, ceci doit être convenu au cas par cas avec le gestionnaire de réseau compétent pendant le processus de raccordement (il peut s'agir du GR(F)D ou du GRT) et fixé dans le contrat de raccordement individuel.

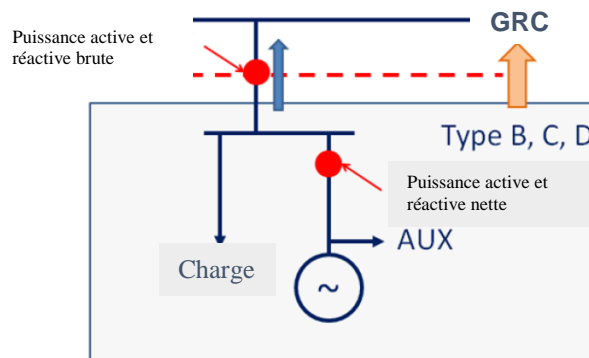


Illustration 6 : Clarification du concept de mesure nette et brute.

La mesure en temps réel se définit comme une mesure (représentation de l'état actuel d'une installation) actualisée à une fréquence supérieure (fréquence d'actualisation plus rapide) à une minute.

Pour les données relatives aux processus de réglage fréquence/puissance automatique et à la production flexible, cette fréquence ne doit pas dépasser 10 s.

À d'autres fins, elle doit être aussi rapide que possible et, dans tous les cas, ne doit pas excéder une minute.

Veillez noter que d'autres mesures en temps réel peuvent être requises par le ou les gestionnaire(s) de réseau compétent(s) en fonction de l'emplacement de la PGM et du type d'énergie primaire.

Pendant la procédure de raccordement de l'unité, la liste exacte des signaux à échanger, les protocoles de communication et les exigences en infrastructure sont communiqués par le gestionnaire de réseau compétent.

4.3 Exigences applicables aux SPGM de type B

4.3.1 Capacités en puissance réactive - SPGM [Art. 17-2 (a)]

Pour les unités raccordées au GRT, les capacités réactives requises doivent être respectées du côté HT du transformateur élévateur si existant ; dans le cas contraire, elles doivent être respectées aux bornes d'alternateur.

Pour les GRD publics et CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes), les capacités réactives requises doivent être respectées au point connexion.

Pour les SPGM de type B, l'exigence de capacité de fourniture de puissance réactive est déterminée par le profil Q/P représenté dans l'illustration 7, où les limitations sont basées sur le courant nominal à production de puissance active élevée et par une puissance réactive (Q) limitée à - 33 % et + 33 % de PD, où PD représente la puissance active maximale pouvant être produite en cas de demande de production de puissance réactive maximale (donc égale à $0,95 \cdot S_{nom}$).

En ce qui concerne les tensions différentes de 1 pu, le profil $U/U_c - Q/P_D$ requis est représenté dans l'illustration 8.

Il convient de noter que la capacité effective de la SPGM disponible au point de connexion (qui peut être différente de celle au point de raccordement de la SPGM) doit être communiquée, démontrée et mise à la disposition du gestionnaire de réseau compétent pendant la procédure de raccordement.

Le propriétaire de la SPGM n'est pas autorisé à refuser l'utilisation de la capacité réactive sans justification technique. On s'attend donc à ce que l'unité ne limite pas ses capacités pour se conformer à l'exigence minimale, mais utilise toute sa capacité pour soutenir la stabilité du système, comme énoncé dans son accord.

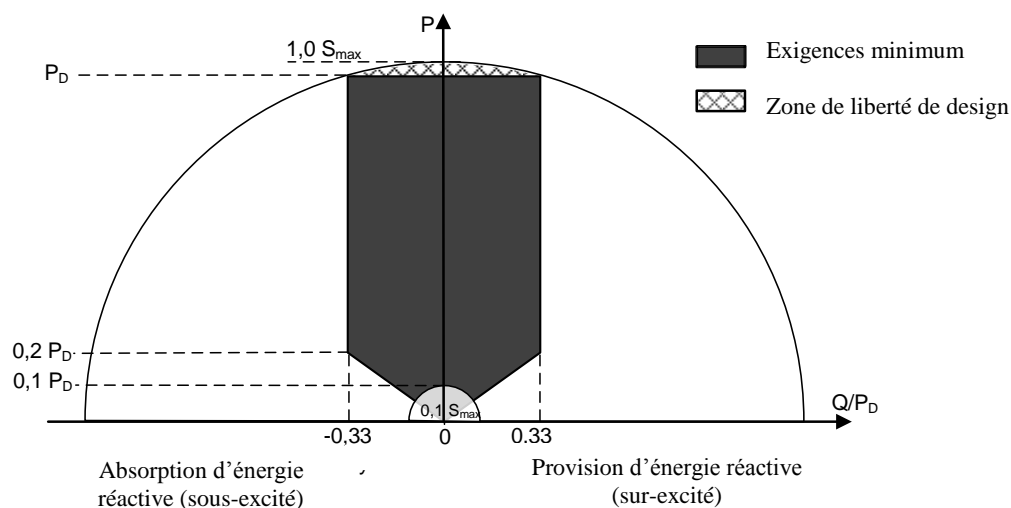


Illustration 7 : Courbe de capacité pour les SPGM de type B

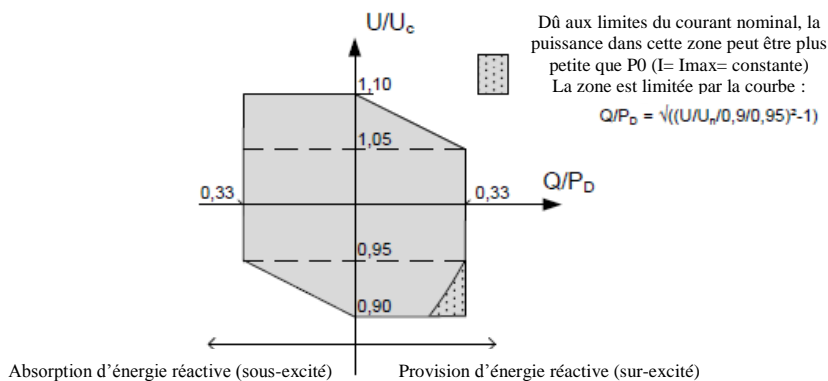


Illustration 8 : Profil Uc-Q/PD pour les SPGM de type B permettant de visualiser les exigences en puissance réactive pour des tensions différentes de 1 pu.

4.3.2 Réglage de la tension des SPGM de type B [Art. 17-2 (b)]

En ce qui concerne le système de réglage de la tension, une unité de production d'électricité synchrone (SPGM) de type B doit être équipée d'une régulation automatique permanente du système d'excitation qui peut délivrer une tension constante aux bornes de l'alternateur égale à une valeur de consigne sélectionnable à distance, sans instabilité, sur toute la plage de fonctionnement de l'unité de production d'électricité synchrone. Cela signifie que cette SPGM doit être capable de contrôler la tension à l'aide de 2 modes de réglage :

- Qfix : maintient une puissance réactive constante dans les capacités P/Q de l'illustration 7.
- Q(U) : maintient une tension constante au niveau de l'alternateur dans les capacités P/Q de l'illustration 11.
- Pour tous ces modes de réglage, le point de consigne doit pouvoir être sélectionné à distance.

Note : Autres types de réglages de tension nécessaires pour la gestion du réseau de distribution local peuvent être demandé par les GRD et CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes)

4.3.3 Tenue aux creux de tension des SPGM en cas de défauts symétriques et dissymétriques [Art. 14-3]

Cette exigence devrait être respectée au point de connexion.

La SPGM doit être capable de supporter le réseau lors des tensions transitoires rapides et des courts-circuits du réseau pour lesquels le profil de tension/temps est appelé tenue aux creux de tension (Fault-Ride-Through ou FRT). La SPGM doit satisfaire aux exigences représentées dans l'illustration ci-dessous, où la SPGM doit rester raccordée au réseau tant que la tension de la phase présentant la tension la plus basse est supérieure au profil.

Il est toutefois recommandé de rester raccordé aussi longtemps que la capacité technique de la PGM le permet. Le même profil s'applique aux défauts dissymétriques.

Les paramètres de tenue aux creux de tension proposés sont présentés dans l'illustration ci-dessous.

Une tension U=1 pu représente la tension nominale (entre phases) au point de raccordement.

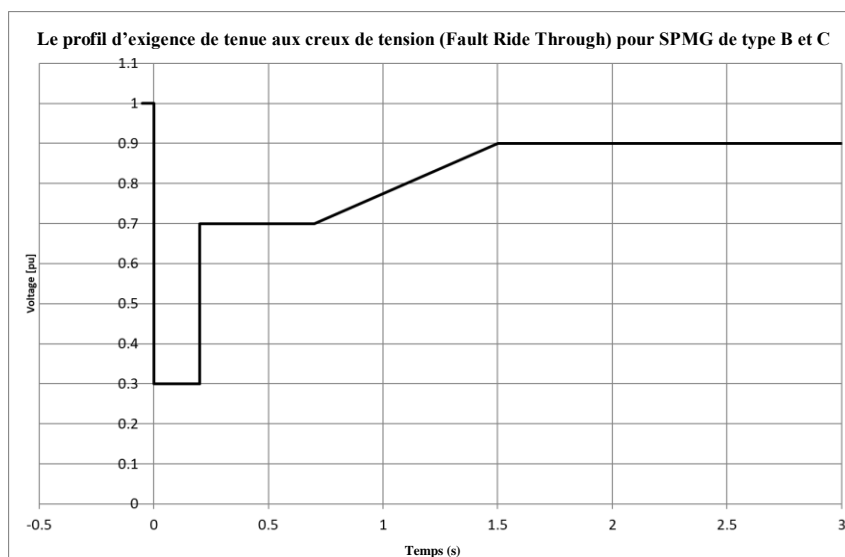


Illustration 9 : Exigence de tenue aux creux de tension pour les SPGM de types B et C

Tableau 3 : Paramètres applicables aux exigences de tenue aux creux de tension pour les SPGM de types B et C

Paramètres de tension [pu]	Paramètres de temps [secondes]
Uret = 0,3	tclear = 0,2
Uclear = 0,7	trec1 = tclear
Urec1 = 0,7	trec2 = 0,7
Urec2 = 0,9	trec3 = 1,5

Les paramètres pris en compte pour les calculs de la tenue aux creux de tension (p.ex. puissance de court-circuit avant et après défaut, point de fonctionnement avant défaut de la SPGM...) sont communiqués par le GRT à la demande du propriétaire de l'installation de production d'électricité lors du processus de raccordement.

Selon l'article 14.3(a)(vii) le gestionnaire de réseau compétent peut spécifier des réglages de protections de minimum tension plus restreints.

4.3.4 Rétablissement de la puissance active après défaut - SPGM [Art. 17-3]

Une SPGM de type B doit être capable de rétablir la puissance active après défaut. Pour les SPGMs de type B connecté à un GRD public ou CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes), la proposition de rétablissement de la puissance active après défaut est de 90% de la valeur avant défaut en 3 seconds. Différentes spécifications peuvent être convenues avec le GRD en coordination avec le GRT pendant le processus de connexion.

Pour toutes les autres SPGM, les valeurs applicables à l'amplitude et au délai de rétablissement de la puissance active seront une spécification propre au site : elles doivent être convenues au cas par cas lors du processus de raccordement avec le GRT et fixées dans le contrat de raccordement individuel.

4.4 Exigences applicables aux PPM de type B

4.4.1 Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques - PPM [Art. 14-3]

Cette exigence devrait être respectée au point de connexion.

L'unité PPM doit être capable de supporter le réseau lors des tensions transitoires rapides et des courts-circuits du réseau pour lesquels le profil de tension/temps est appelé tenue aux creux de tension (Fault Ride-Through ou FRT). Le PPM doit satisfaire aux exigences représentées dans l'illustration 10 (évolution de la tension minimale au point de raccordement), où le PPM doit rester raccordé au réseau tant que la tension de la phase présentant la tension la plus basse est supérieure au profil de l'illustration 10. Il est toutefois recommandé de rester raccordé aussi longtemps que la capacité technique du PPM le permet. Le même profil s'applique aux défauts dissymétriques. Les paramètres de tenue aux creux de tension proposés sont présentés dans le Tableau 4. Une tension $U=1$ pu représente la tension nominale (entre phases) au point de raccordement.

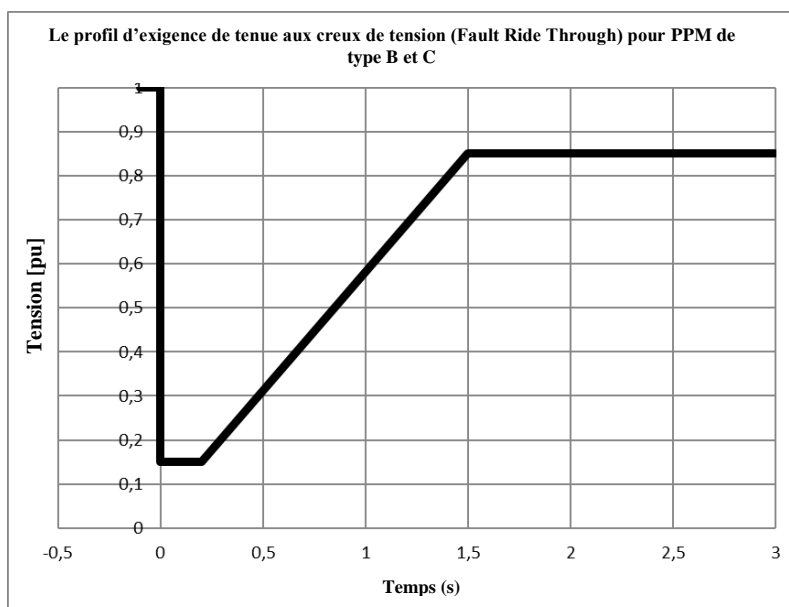


Illustration 10 : Exigence de tenue aux creux de tension pour les PPM de types B et C

Tableau 4 : Paramètres applicables aux exigences de tenue aux creux de tension pour les PPM de types B et C

Paramètres de tension [pu]	Paramètres de temps [secondes]
$U_{ret}=U_{clear}=U_{ret1}= 0,15$	$T_{clear}=t_{rec1}=t_{rec2}= 0,2$
$U_{rec2} = 0,85$	$t_{rec 3} = 1,5$

Selon l'article 14.3(a)(vii) le gestionnaire de réseau compétent peut spécifier des réglages de protections de minimum tension plus restreints.

4.4.2 Capacités réactives - PPM [Art. 20-2 (a)]

Les capacités réactives requises doivent être respectées du côté HT du transformateur élévateur si existant ; dans le cas contraire, elles doivent être respectées aux bornes de l'onduleur.

Pour les PPM de type B, l'exigence de capacité de fourniture de puissance réactive est déterminée par le profil Q-P représenté dans l'illustration 11, où les limitations sont basées sur le courant nominal à production de puissance active élevée et par un facteur de puissance ($\cos(\phi)$) défini par les 2 points à $Q = -33\%$ et $+33\%$ de P_D , où P_D représente la puissance active maximale pouvant être produite en cas de demande de production de puissance réactive maximale (donc égale à $0,95 \cdot S_{nom}$).

En ce qui concerne les tensions différentes de 1 pu, le profil $U/U_c - Q/P_D$ requis est représenté dans l'illustration 12.

Il convient de noter que la capacité effective du PPM disponible au point de connexion (qui peut être différente de celle au point de raccordement du PPM) doit être communiquée, démontrée et mise à la disposition du gestionnaire de réseau compétent pendant la procédure de raccordement.

Le propriétaire du PPM n'est pas autorisé à refuser l'utilisation de la capacité réactive sans fournir de justification technique. On s'attend donc à ce que l'unité ne limite pas ses capacités pour se conformer à l'exigence minimale, mais utilise toute sa capacité pour soutenir la stabilité du système, comme énoncé dans son accord.

L'unité PPM possédant déjà une capacité de réglage de la tension ne doit pas refuser l'utilisation de cette capacité de réglage de la tension au gestionnaire de réseau compétent. En pareil cas, les réglages des contrôleurs doivent être convenus avec le gestionnaire de réseau compétent.

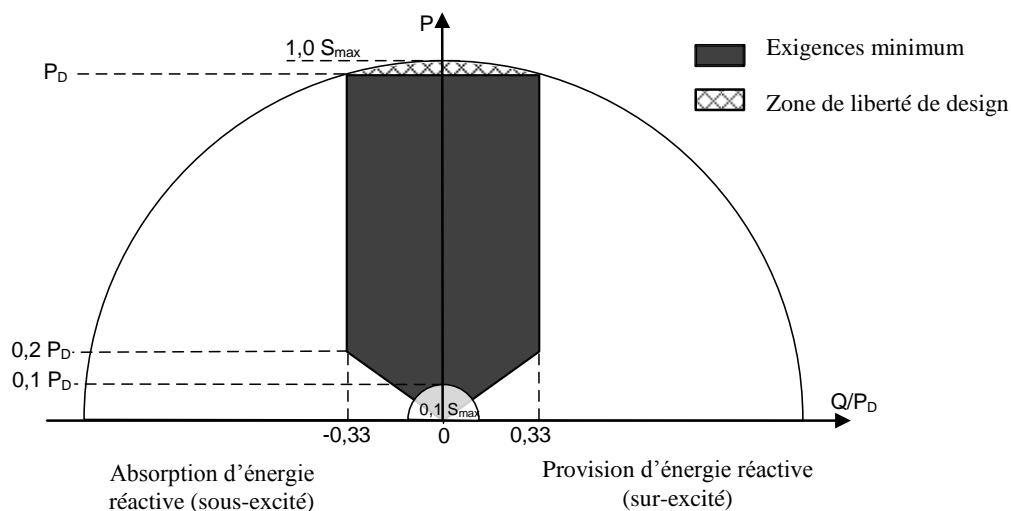


Illustration 11 : Courbe de capacité pour les PPM de type B

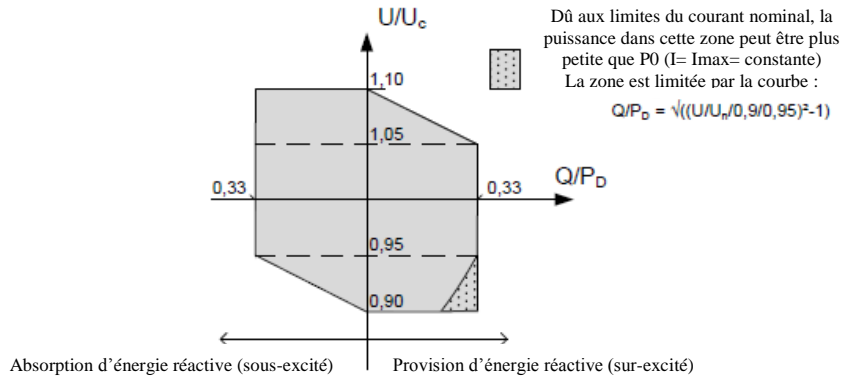


Illustration 12 : Profil U_c - Q/P_D pour les PPM de type B permettant de visualiser les exigences en puissance réactive pour des tensions différentes de 1 pu.

Note : Autres types de réglages de tension nécessaires pour la gestion du réseau de distribution local peuvent être demandé par les GRD

4.4.3 Courant de défaut et maintien de la tension dynamique [Art. 20-2 (b et c)]

L'unité PPM doit pouvoir injecter/absorber du courant réactif supplémentaire par rapport à l'état avant défaut en cas de tensions basses et élevées, à hauteur de sa capacité maximale.

Le courant réactif supplémentaire injecté/absorbé doit être fonction de la tension de séquence positive au point de raccordement.

L'injection caractéristique de courant réactif supplémentaire exigée est représentée dans l'illustration 13.

Pour les tensions dans la bande morte $[\Delta V_-^{act}, \Delta V_+^{act}]$, l'unité PPM doit suivre le mode de réglage normal de la tension.

L'injection ou l'absorption de courant réactif supplémentaire doit être fournie par le PPM avec un retard minimal à compter de la détection de la surtension/sous-tension, t_{Iq}^{act} . La fonctionnalité doit rester active pendant une durée minimale de t_{Iq}^{on} et peut être désactivée lorsque la tension est rétablie et se maintient dans $[\Delta V_-^{act}, \Delta V_+^{act}]$ pendant une durée supérieure à t_{Iq}^{off} .

Les paramètres de cette fonctionnalité se trouvant dans la plage de fonctionnement normale de l'installation ainsi que les retards d'activation, la zone morte et la durée de l'activation doivent être convenus au cas par cas lors du processus de raccordement et fixés dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau compétent (il peut s'agir du GR(F)D ou d'Elia) en coordination avec le GRT compétent. Ces paramètres constituent donc des exigences propres au site.

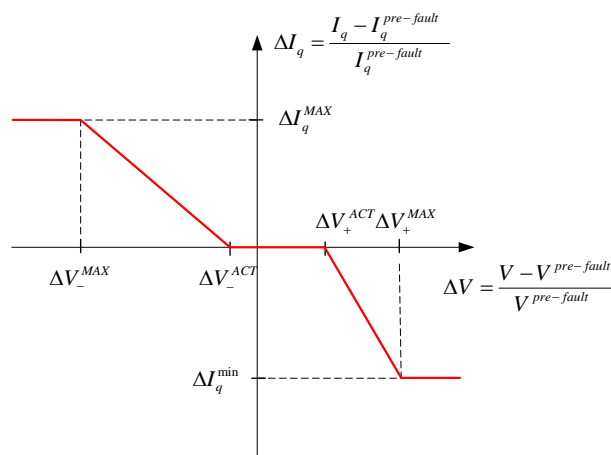


Illustration 13 : Injection de courant réactif supplémentaire

Pour détecter les défauts dissymétriques de manière fiable, l'unité PPM doit contribuer au défaut par un courant positif, négatif et homopolaire. La contribution en courant de court-circuit doit être convenue au cas par cas lors du processus de raccordement et fixée dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau compétent (il peut s'agir du GR(F)D ou d'Elia) en coordination avec le GRT compétent. Ce paramètre constitue donc une exigence propre au site.

Pour PPM type B connecté à un réseau de distribution, les GRD prévoient d'utiliser les spécifications défini dans le futur standard EN50549-2.

4.4.4 Rétablissement de la puissance active après défaut [Art. 20-3]

Une SPGM de type B doit être capable de rétablir la puissance active après défaut.

Pour les SPGMs de type B connecté à un GRD publique ou CDS (pour autant que le CDS n'aie pas introduit des exigences d'application générale du NC RfG séparées ou divergentes), la proposition de rétablissement de la puissance active après défaut est 90% de la valeur avant défaut en 1 seconds. Différentes spécifications peuvent être convenues avec le GRD en coordination avec le GRT pendant le processus de connexion.

Pour toutes les autres SPGM, les valeurs applicables à l'amplitude et au délai de rétablissement de la puissance active seront une spécification propre au site : elles doivent être convenues au cas par cas lors du processus de raccordement avec le GRT et fixées dans le contrat de raccordement individuel.

5 Exigences applicables aux unités de type C

Outre les spécifications applicables au type B, il est exigé ce qui suit.

5.1 Stabilité de fréquence et gestion de puissance active

5.1.1 Capacité de réglage et plage de réglage de la puissance active [Art. 15-2 (ab)]

Le GRT compétent fixe le délai pour atteindre l'ajustement du point de consigne de puissance active.

Le GRT compétent spécifie une tolérance (liée à la disponibilité de l'énergie primaire) applicable au nouveau point de consigne et au délai pour l'atteindre, telle que définie dans l'illustration ci-dessous. Le délai minimal pour atteindre le point de consigne de puissance active doit être défini dans le contrat de raccordement en fonction des capacités de rampe technique. Par conséquent, celui-ci est convenu au cas par cas et en fonction de la technologie au cours du processus de raccordement et fixé dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau compétent. Ces paramètres constituent donc une exigence propre au site.

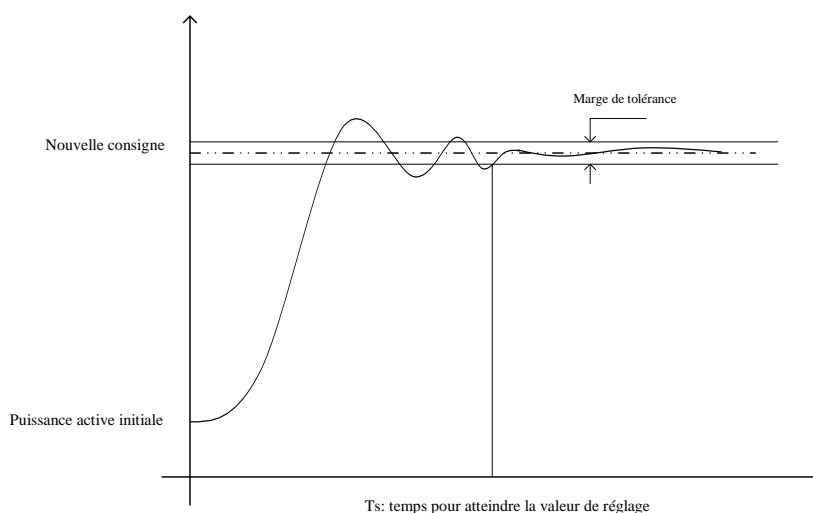


Illustration 14 : Tolérance et durée pour l'application du nouveau point de consigne de la puissance active

En ce qui concerne les mesures locales où le dispositif automatique à distance est hors service, le délai minimum pour l'obtention du point de consigne est égal à 15 minutes pour une tolérance de 10 % du point de consigne de puissance active.

5.1.2 Mode de réglage restreint à la sous-fréquence (LFSM-U) [Art. 15-2 (c)]

À l'instar des exigences applicables au LFSM-O, pour prendre en considération les phénomènes transitoires du système et la nécessité d'une réaction de réponse en puissance adéquate, la proposition porte également sur la performance de la réponse tout en tenant compte des différentes technologies des PGM. La fourniture effective de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode LFSM-U tient compte des aspects couverts dans le paragraphe 15 (2) (c) ii.

Les exigences ci-dessous sont communes à toutes les PGM :

- La valeur du statisme correspond à 5 % et est sélectionnable dans la plage de 2 % à 12 % ;
- Seuil d'activation de la fréquence de 49,8 Hz ;
- Temps mort : aussi rapide que techniquement possible, aucun retard intentionnel n'est prévu.

Le statisme est défini selon la formule suivante::

$$s[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f| - |\Delta f_1|}{f_n} \cdot \frac{P_{ref}}{|\Delta P|}$$

Où ΔP est la variation de puissance active de l'unité de production d'électricité, f_n est la fréquence nominale (50 Hz) du réseau et Δf est la variation de la fréquence sur le réseau. En cas de sous-fréquences avec Δf inférieur à Δf_1 , l'unité de production d'électricité augmente sa production de puissance active conformément au statisme s.

Le NC RfG offre deux options pour définir P_{ref} pour les parcs non synchrones de générateurs : soit P_{max} , soit la production de puissance active réelle au moment où le seuil LFSM est atteint. Pour obtenir une réponse de puissance active équitable à un événement de fréquence haute ou basse (quel que soit le nombre d'unités de production d'électricité en fonctionnement), la puissance active de référence P_{ref} est donc affectée :

- P_{ref} correspond par défaut à l'actif réel (au moment de l'activation) du PPM.
- P_{ref} peut également être défini en tant que P_{max} du PPM escompté pour un fonctionnement majoritairement à, ou poche de, la capacité maximale (exemple pour les parcs éoliens offshore raccordés au réseau de transport) ;

Pour les SPGM :

Paramètres (SPGM)	Pour augmenter la puissance	Pour réduire la puissance
Temps de réponse à un échelon	≤ 5 minutes pour une augmentation de la puissance active de 20 % P_{max} (une réaction lente n'est pas applicable dans le cas d'une augmentation brève - quelques secondes - après une phase de diminution)	≤ 8 secondes pour une diminution de la puissance active de 45 % P_{max}
Temps de stabilisation	≤ 6 minutes pour une augmentation de la puissance active (une réaction lente n'est pas applicable dans le cas d'une augmentation brève - quelques secondes - après une phase de diminution)	≤ 30 secondes pour une diminution de la puissance active

Pour les PPM :

Paramètres (PPM)	Pour augmenter la puissance	Pour réduire la puissance
Temps de réponse à un échelon	<p><i>Pour la génération éolienne :</i></p> <p>≤ 5 secondes pour une augmentation de la puissance active de 20 % P_{max} (une réaction plus lente pour un point opérationnel ≤ 50% P_{max} est acceptable tant que qu'elle n'est pas supérieur à 5 secondes)</p> <p><i>Pour le reste :</i></p> <p>≤ 10 secondes pour une augmentation de la puissance active de 50 % P_{max}</p>	≤ 2 secondes pour une diminution de la puissance active de 50 % P_{max}
Temps de stabilisation	≤ 30 secondes pour une augmentation de la puissance active	≤ 20 secondes pour une diminution de la puissance active

5.1.3 Mode de sensibilité à la fréquence [Art. 15-2 (d)]

Les paramètres de réglage du mode de sensibilité à la fréquence sont résumés ci-dessous :

Paramètres	Valeurs et plages	
Plage de puissance active $ \Delta P_1 /P_{max}$	Une plage comprise entre 2 % et 10 %	
Insensibilité de la réponse à une variation de fréquence	$ \Delta f $	10 mHz au maximum
	$ \Delta f /f_n$	Maximum 0,02 %
Bande morte de la réponse à une variation de fréquence	0 mHz et réglable entre 0 et 500 mHz (une insensibilité à la réponse combinée, un retard possible et une bande morte de réponse doivent être limités à 10 mHz)	
Statisme s_1	Réglable entre 2 % et 12 % pour garantir une activation complète $ \Delta P_1 /P_{max}$ pour l'activation de la fréquence maximale (200 mHz)	
Pref	Définie comme P_{max} pour les unités de production synchrones Définie comme la production effective au moment où est atteint le seuil FSM ou P_{max} pour les unités PPM en alignement avec les provision LFSM-U et LFSM-O :	

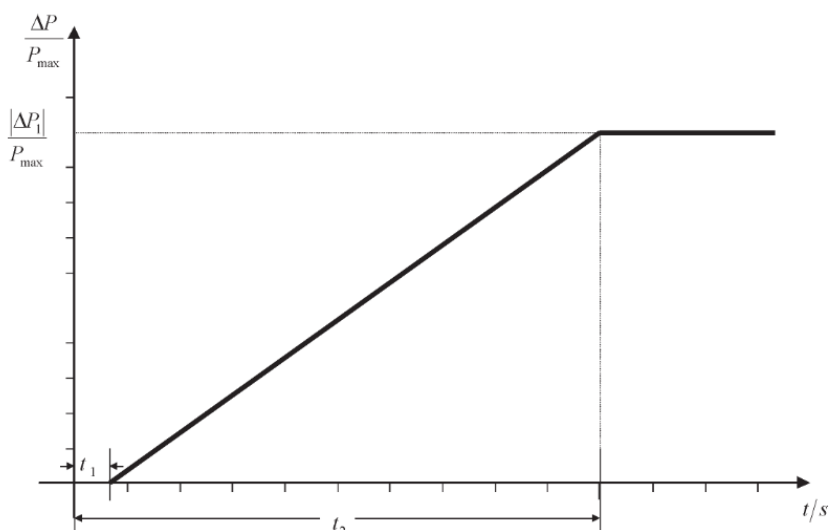


Illustration 15 : Capacité de réponse en puissance active

Conformément au paragraphe 15.2 (d) iii, les exigences relatives aux caractéristiques de temps de réponse telles que décrites dans l'illustration 15 sont définies comme suit :

- t_1 : maximum 2 secondes pour les PGM avec inertie inhérente et maximum 500 millisecondes pour les PGM sans inertie inhérente
- t_2 : maximum 30 secondes (15 secondes pour atteindre 50 % de l'activation complète de la puissance active)
- durée d'activation complète : minimum 15 minutes

5.1.4 Contrôle de la restauration de la fréquence [Art. 15-2 (e)]

Les spécifications alignées sur celles des GRT de la zone synchrone, conformément aux directives énoncées dans le document System Operation Guidelines (articles 154, 158, 161, 165) [8] et aux exigences d'Elia actuellement applicables, doivent être convenues au cas par cas lors du processus de raccordement avec le gestionnaire de réseau compétent (il peut s'agir du GR(F)D ou d'Elia) et fixées dans le contrat de raccordement individuel.

5.1.5 Suivi en temps réel des FSM [Art. 15-2 (g)]

Défini conformément aux directives énoncées dans le document System Operation Guidelines (articles 154, 158, 161, 47) [8] et aux exigences d'Elia actuellement applicables, doit être convenu au cas par cas

lors du processus de raccordement avec le gestionnaire de réseau compétent (il peut s'agir du GR(F)D ou d'Elia) et fixé dans le contrat de raccordement individuel.

5.1.6 Déconnexion automatique pour les tensions hors plage [Art. 15-3]

La déconnexion automatique due au niveau de tension n'est pas exigée de manière générique. Cette exigence est considérée comme spécifique au site. L'activation, les valeurs et les réglages de cette fonctionnalité doivent être convenus au cas par cas lors du processus de raccordement entre le gestionnaire de réseau et le GRT compétent et fixés dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau concerné. L'utilisateur du réseau devra valider les réglages des relais de déconnexion avec le GRT compétent.

La reconnexion automatique au réseau après une déconnexion n'est pas autorisée et doit être coordonnée avec le GRT compétent.

5.1.7 Taux de variation de la production de puissance active [Art. 15-6 (e)]

Les limites de rampe de puissance active minimales et maximales (à la hausse et à la baisse) doivent être convenues au cas par cas lors du processus de raccordement entre le gestionnaire de réseau et le GRT compétent et fixés dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau compétent.

Les limites de rampe doivent être spécifiquement définies par site en tenant compte de la source d'énergie primaire, conformément aux directives énoncées dans le document System Operation Guidelines [8]. Ces limites doivent être définies par le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT.

5.2 Reconstitution du réseau [Art. 15-5]

Contrairement au Règlement technique fédéral actuel [4], le NC RfG exige un comportement plus strict en matière de reconstitution du réseau.

5.2.1 Capacité de participer à un réseau séparé [Art. 15-5 (b)]

Les PGM de type C ne sont pas tenues de participer à un réseau séparé. Néanmoins, elles doivent être en mesure de basculer vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires et de se resynchroniser rapidement, comme spécifié à l'article 15-5 (c).

5.2.2 Capacité de resynchronisation rapide [Art. 15-5 (c)]

En ce qui concerne en particulier la capacité de resynchronisation rapide :

- i. Si l'unité de production d'électricité se déconnecte du réseau, elle doit être capable de se resynchroniser rapidement selon la stratégie de protection convenue entre le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité.

La stratégie de resynchronisation rapide doit être convenue au cas par cas avec le GRT compétent.

- ii. Une unité de production d'électricité dont le temps minimal de resynchronisation est supérieur à 15 minutes après sa déconnexion de toute alimentation électrique extérieure doit être conçue de manière à basculer vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires à partir de tout point de fonctionnement de son diagramme de capacité P-Q. En pareil cas, l'identification du fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires ne doit pas uniquement reposer sur les signaux de position de l'organe de coupure du gestionnaire de réseau. La stratégie d'identification du fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires doit être convenue au cas par cas avec le GRT compétent.

-
- iii. Les unités de production d'électricité doivent être capables de continuer à fonctionner à la suite du basculement vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires, indépendamment de tout raccordement auxiliaire au réseau externe. La durée minimale de fonctionnement est spécifiée par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent, compte tenu des spécificités de la source d'énergie primaire.
Pour les PGM connectées au réseau de transport, la durée minimale de fonctionnement doit être définie pendant le processus de raccordement.

5.3 Instrumentation, simulation et protection

5.3.1 Perte de stabilité angulaire ou perte des régulateurs [Art. 15-6 (a)]

Lors du processus de raccordement, le propriétaire de l'installation de production d'électricité et le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT, conviennent des critères de détection de perte de stabilité angulaire ou de perte des régulateurs et de déconnexion consécutive de l'unité. Ces paramètres seront pris en compte dans les annexes de l'accord de raccordement individuel.

5.3.2 Instrumentation [Art. 15-6 (b)]

La qualité des paramètres de fourniture, les déclencheurs d'activation des enregistreurs de défauts et des oscillations de puissance et les taux d'échantillonnage relatifs ainsi que la modalité d'accès aux données enregistrées doivent être définis en accord avec le GRT et/ou le gestionnaire de réseau compétent (conformément à l'art.15-6) pendant le processus de raccordement. Ces paramètres seront pris en compte dans les annexes de l'accord de raccordement individuel.

5.3.3 Modèles de simulation [Art. 15-6 (c)]

Elia exige des modèles de simulation capables de refléter le comportement de l'unité de production d'électricité dans des simulations en régime permanent et électromécaniques dynamiques (basées sur un phaseur) pour toutes les unités. Un modèle de représentation des phénomènes électromagnétiques transitoires peut être requis sur une base spécifique au site pour chaque unité concernée.
Le format du modèle, ainsi que la fourniture de documentation et la puissance de court-circuit doivent être coordonnés par le gestionnaire de réseau compétent et le GRT pendant le processus de raccordement. Ces paramètres seront pris en compte dans les annexes de l'accord de raccordement individuel.

5.3.4 Dispositifs pour le fonctionnement et la sécurité du réseau [Art. 15-6 (d)]

L'installation de dispositifs supplémentaires pour le fonctionnement et la sécurité du réseau doit être convenue entre le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT et le propriétaire de l'installation de production d'électricité en fonction du site.

5.3.5 Mise à la terre du point neutre du côté réseau du transformateur élévateur [Art. 15-6 (f)]

Le gestionnaire de réseau compétent spécifie les dispositifs de mise à la terre du point neutre du côté réseau des transformateurs élévateurs au cours du processus de raccordement. Ces paramètres seront pris en compte dans les annexes de l'accord de raccordement individuel.

5.4 Mode de réglage de la tension (pour SPGM et PPM) [Art. 19-2 (a) et Art. 21-3 (d)]

Cette exigence devrait être respectée au point de connexion.

Par défaut, le mode de réglage est un mode de statisme/pente de la tension. Néanmoins, en fonction du site (pendant le processus de conformité du réseau avec le gestionnaire de réseau compétent, par exemple EDS), un mode de réglage différent peut être demandé/accepté.

Ces spécifications sont fournies conformément à l'art. 69 du RTF. Les unités de production d'électricité de types C et D sont considérées comme des unités de régulation. Elles doivent pouvoir adapter leur puissance réactive injectée au point de connexion :

- Automatiquement en cas de variations lentes ou rapides de la tension du réseau. Cette opération doit être exécutée conformément au statisme réactif (Art. 73 du RTF) ;
- En modifiant le point de consigne du régulateur à la demande du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Cette demande est quantifiée en MVar mesurés au point de raccordement. La modification du point de consigne doit être déclenchée immédiatement après la réception de la demande ;
- L'échange de puissance réactive avec le réseau du GRT pour régler la tension couvrant au moins la plage de tensions de 0,90 à 1,10 pu doit s'effectuer par pas n'excédant pas 0,01 pu ;
- La production de puissance réactive est nulle lorsque la valeur de la tension du réseau au point de raccordement est égale à la tension de consigne.

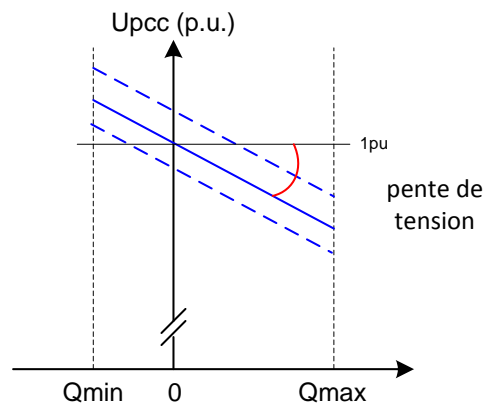


Illustration 16 : Principe du réglage de la tension et de la puissance réactive

Le réglage automatique de la tension doit satisfaire à une exigence de statisme réactif (illustration 16). Sur demande du gestionnaire du réseau de transport, le point de consigne du régulateur peut être modifié en temps réel, et le point de fonctionnement doit être décalé sur une ligne parallèle (en pointillés) avec la même pente (voir illustration 16). Le gain de la boucle de commande sera convenu entre le gestionnaire du réseau de transport et le gestionnaire de la PGM (avant la première mise sous tension) de sorte que α_{eq} se situe entre 18 et 25, comme indiqué ci-après :

$$\alpha_{eq} = - \frac{\left(\frac{\Delta Q_{net}}{0,45 \times P_{nom}} \right)}{\left(\frac{\Delta U_{net}}{U_{norm, exp}} \right)}$$

Où

- U_{net} correspond à la tension mesurée au point de raccordement
- $U_{norm, exp}$ correspond à la tension d'exploitation normale au point de raccordement
- Q_{net} correspond à la puissance réactive injectée mesurée au point de raccordement

La valeur α_{eq} peut être converti et est donc aligné avec la valeur de la pente avec un valeur compris entre 2 et 7 % comme mentionné dans l'article 21.3d(ii) du RfG.

5.5 Exigences applicables aux SPGM de type C

5.5.1 Capacité en puissance réactive des SPGM [Art. 18-2]

Cette exigence devrait être respectée au point de connexion.

Toutes les SPGM de type C (et de type D) doivent se conformer aux capacités en puissance réactive requises du diagramme U-Q/P_{max} représenté dans l'illustration 17. Pour chaque demande de raccordement, il doit être prouvé que la SPGM est capable de fonctionner dans la plage représentée dans l'illustration ci-dessous. La valeur de tension maximale de 1,10 pu doit être considérée comme 1,05 pu en cas de raccordement à un niveau de tension supérieur à 300 kV.

Veillez noter que la capacité disponible de la SPGM (qui pourrait être supérieure à l'exigence minimale) devrait être communiquée, démontrée et mise à la disposition du gestionnaire de réseau compétent.

Le propriétaire de la SPGM n'est pas autorisé à refuser l'utilisation de la capacité réactive sans justification technique. On s'attend donc à ce que l'unité ne limite pas ses capacités pour se conformer à l'exigence minimale, mais utilise toute sa capacité pour soutenir la stabilité du système, comme énoncé dans son accord.

La SPGM doit être en état de fournir la capacité réactive indiquée sur l'illustration ci-dessus pour toute la plage de fonctionnement de la puissance active, conformément à l'article 18-2 (c).

La vitesse de réaction au sein de la courbe de capacité est spécifique au site. Elle sera déterminée au cours du processus de conformité du raccordement (par exemple EDS) et spécifiée dans l'accord contractuel.

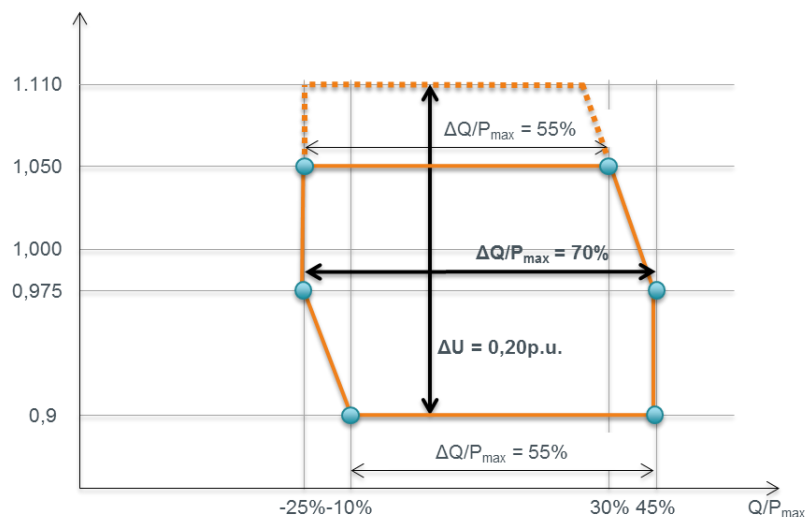


Illustration 17 : Courbe de capacité pour les SPGM de types C et D.

5.5.2 Exigences de réglage de la tension applicables aux SPGM de type C

Les exigences proposées pour le réglage de la tension applicables aux unités de type C sont conformes au Règlement technique fédéral actuel (art. 75) [4] en ce qui concerne les fonctionnalités et les paramètres du régulateur de tension automatique, le réglage de la tension en régime permanent et transitoire ainsi que les spécifications et les performances du système de régulation de l'excitation.

Cette fonctionnalité comprend :

- la limitation de la bande passante du signal de sortie, afin de garantir que les réponses aux fréquences les plus élevées ne puissent pas exciter des modes d'oscillations torsionnelles sur d'autres unités de production d'électricité raccordées au réseau ;
- un limiteur de sous-excitation destiné à empêcher l'AVR de réduire le courant d'excitation de l'alternateur à un niveau qui menacerait la stabilité du générateur synchrone ;

- un limiteur de surexcitation destiné à garantir que l'excitation de l'alternateur n'est pas limitée à moins de la valeur maximale atteignable tout en garantissant que l'unité de production d'électricité synchrone fonctionne dans ses limites de conception ;
- un limiteur de courant statorique ;
- une fonction de stabiliseur de puissance (PSS) destinée à amortir les oscillations de puissance, demandée par le GRT compétent (en d'autres termes, l'activation et le réglage de la fonction PSS feront l'objet d'un accord en fonction du point de raccordement, de la taille et de la caractéristique de la SPGM).

5.6 Exigences relatives aux PPM de type C

5.6.1 Inertie synthétique des PPM [Art. 21-2]

La fonctionnalité d'inertie synthétique n'est pas requise pour la mise en œuvre du code de réseau actuel.

5.6.2 Capacités réactives - PPM [Art. 21-3 (a-c)]

Cette exigence devrait être respectée au point de connexion.

Un PPM de type C doit être capable de produire une puissance réactive dans le profil Q-P décrit dans l'illustration 18.

Pour chaque tension au point de raccordement comprise entre 90 % et 110 % de U_{nom} et pour toute valeur de production de puissance active comprise entre P_{min} (0,2 pu de P_{nom}) et P_{nom} , le PPM doit être capable de produire ou de consommer - au moins - toute la puissance réactive au niveau du point de connexion dans la zone délimitée par Q1, Q2, Q3 et Q4.

Cette plage a une portée minimale obligatoire de 0,6 pu de P_{nom} , mais peut se déplacer dans une zone de $[-0,3 \text{ pu de } P_{nom} ; +0,35 \text{ pu de } P_{nom}]$ si accepté par Elia et ce en fonction du point de raccordement, de la taille et de la caractéristique de l'installation.

Pour toutes les valeurs comprises entre 90 % et 110 % pour les tensions nominales inférieures à 300 kV (ou 90 % et 105 % pour les tensions nominales supérieures à 300 kV), il est demandé que le PPM puisse participer à la régulation de la tension au moins dans la plage de puissance réactive mentionnée ci-dessus (telle que représentée dans le profil U-Q/Pmax décrit dans l'illustration 19). Pour des valeurs en dehors de 90 % et 110 % pour les tensions nominales inférieures à 300 kV (ou 90 % et 105 % pour des tensions nominales supérieures à 300 kV), il est demandé que le PPM puisse participer à la régulation de la tension au maximum des capacités techniques de l'installation.

Pour chaque valeur de tension au point de raccordement comprise entre 90 % et 110 % d' U_{nom} pour une tension nominale inférieure à 300 kV (ou 90 % et 105 % pour une tension nominale supérieure à 300 kV) et pour toute valeur de production de puissance active entre P_0 (égal à 0,0263 pu de P_{nom}) et P_{min} , la plage minimale de points de fonctionnement pour laquelle la puissance réactive doit être réglable est définie par les deux valeurs du facteur de puissance défini par les points (Q1, $0,2 * P_{nom}$) et (Q2, $0,2 * P_{nom}$).

Pour chaque valeur de tension au point de raccordement comprise entre 90 % et 110 % d' U_{nom} pour une tension nominale inférieure à 300 kV (ou 90 % et 105 % pour une tension nominale supérieure à 300 kV) et pour toute valeur de production de puissance active inférieure à P_0 , la puissance réactive ne doit pas nécessairement être réglée. Cependant, les valeurs injectées/absorbées doivent être limitées dans une plage de $Q = [-0,0329 ; +0,0329]$ pu de P_{nom} ⁴, représentée par la zone ombrée dans l'illustration 18.

Pour certaines plages de tensions au point de connexion, les capacités de puissance réactive requises sont plus petites, comme représenté dans la caractéristique U-Q / Pmax de la figure 19.

En cas de non-disponibilité des unités dans le PPM en raison d'une défaillance ou d'une maintenance, la capacité de puissance réactive peut être revue en fonction de la capacité de production disponible actuelle P_{av} au lieu de P_{nom} (1. Pu selon la figure 3) selon la formule suivante :

⁴ Article 209 §3 du RTF : $3,29 \% = 10 \% \text{ de la plage réactive au } \cos(\phi) = 0,95.$

$$P_{av} = \sum_{i=1}^N av_i \times P_i$$

Où :

- N est le nombre d'unités installées dans le PPM
- av_i est le facteur de disponibilité d'une unité i (0 ou 1)
- P_i est la capacité de production d'une unité pendant la panne ou la maintenance.

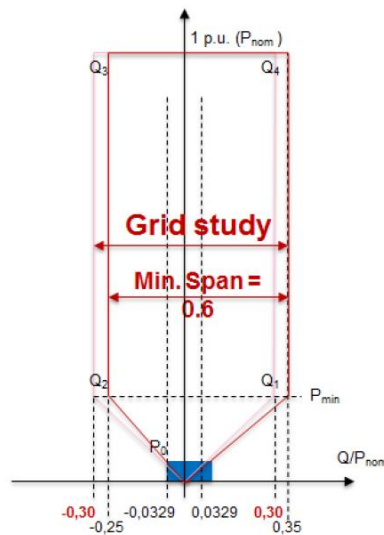


Illustration 18 : Capacité en puissance réactive des PPM de types C et D.

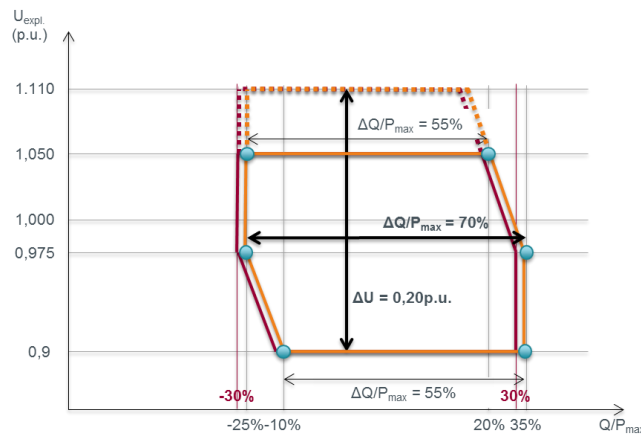


Illustration 19 : Profil U-Q/Pmax d'un PPM de type C (en pointillés pour les tensions nominales supérieures à 300 kV).

Veillez noter que la capacité disponible du PPM (qui pourrait être supérieure à l'exigence minimale) devrait être communiquée, démontrée et mise à la disposition du gestionnaire de réseau compétent.

Le propriétaire du PPM n'est pas autorisé à refuser l'utilisation de la capacité réactive sans justification technique. On s'attend donc à ce que l'unité ne limite pas ses capacités pour se conformer à l'exigence minimale, mais utilise toute sa capacité pour soutenir la stabilité du système, comme énoncé dans son accord.

La vitesse de réaction au sein de la courbe de capacité est spécifique au site et sera déterminée au cours du processus de conformité du raccordement (par exemple EDS) et spécifiée dans l'accord contractuel.

5.6.3 Réglage de la tension - PPM [Art. 21-3 (d et e)]

Cette exigence devrait être respectée au point de couplage commun (POCC).

Le PPM doit être capable de fournir de la puissance réactive automatiquement par un mode de réglage de la tension, un mode de réglage de la puissance réactive ou un mode de réglage du facteur de puissance.

L'exigence en terme de priorité à la contribution en puissance active ou réactive doit être définie spécifiquement par site par le gestionnaire de réseau compétent. Elle doit être convenue au cas par cas lors du processus de raccordement entre le gestionnaire de réseau et le GRT compétents et fixée dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau concerné.

6 Exigences applicables aux unités de Type D

Outre les spécifications applicables aux unités de type C, il est exigé ce qui suit.

6.1 Réglage de la tension

6.1.1 Capacité de tenue en tension [Art. 16-2 (a et b)]

Cette exigence devrait être respectée au point de connexion.

Outre les exigences mentionnées au paragraphe 2.1.1, les capacités de tenue en tension requises pour les SPGM de type D doivent être conformes aux exigences décrites dans l'article 16.2:

	Plage de tension	Durée de fonctionnement
Plages de tension inférieures à 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,118 pu	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minutes
Plages de tension supérieures à 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	20 minutes

Les valeurs de base suivantes doivent être prises en compte pour les PGM raccordées au réseau du GRT :

- 400 kV
- 220 kV
- 150 kV
- 110 kV
- 70 kV
- 36 kV

Si des capacités de tenue en tension plus larges ou plus longues sont techniquement et économiquement réalisables, le propriétaire de l'installation doit les mettre à la disposition du gestionnaire de réseau compétent.

6.1.2 Déconnexion automatique pour les tensions hors plage [Art. 16-2 (c)]

Aucune déconnexion automatique n'est prévue en tant qu'exigence générique.

Les modalités et les réglages de déconnexion automatique doivent être convenus au cas par cas lors du processus de raccordement entre le propriétaire de l'installation de production d'électricité et le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, et fixés dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau concerné.

6.2 Resynchronisation [Art. 16-4]

Le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité devraient convenir, au cas par cas, des réglages des dispositifs de synchronisation au cours du processus de raccordement et les fixer dans le contrat de raccordement individuel avec le gestionnaire de réseau compétent.

6.3 Exigences applicables aux SPGM de type D

6.3.1 Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques – SPGM [Art. 16-3]

Cette exigence devrait être respectée au point de connexion.

L'unité SPGM doit être capable de supporter le réseau lors des tensions transitoires rapides et des courts-circuits du réseau pour lesquels le profil tension/temps est appelé tenue aux creux de tension (Fault-Ride-Through). L'unité SPGM doit satisfaire aux exigences représentées dans l'illustration ci-dessous (évolution de la tension minimale au point de raccordement), où la SPGM doit rester raccordée

au réseau tant que la tension de la phase ayant la tension la plus basse est supérieure au profil indiqué dans l'illustration ci-dessous.

Il est toutefois recommandé de rester raccordé aussi longtemps que la capacité technique de la SPGM le permet. Le même profil s'applique aux défauts dissymétriques.

Les paramètres de tenue aux creux de tension proposés⁵ sont présentés dans le Tableau 5.

Une tension $U=1$ pu correspond à la tension nominale (entre phases) au point de raccordement.

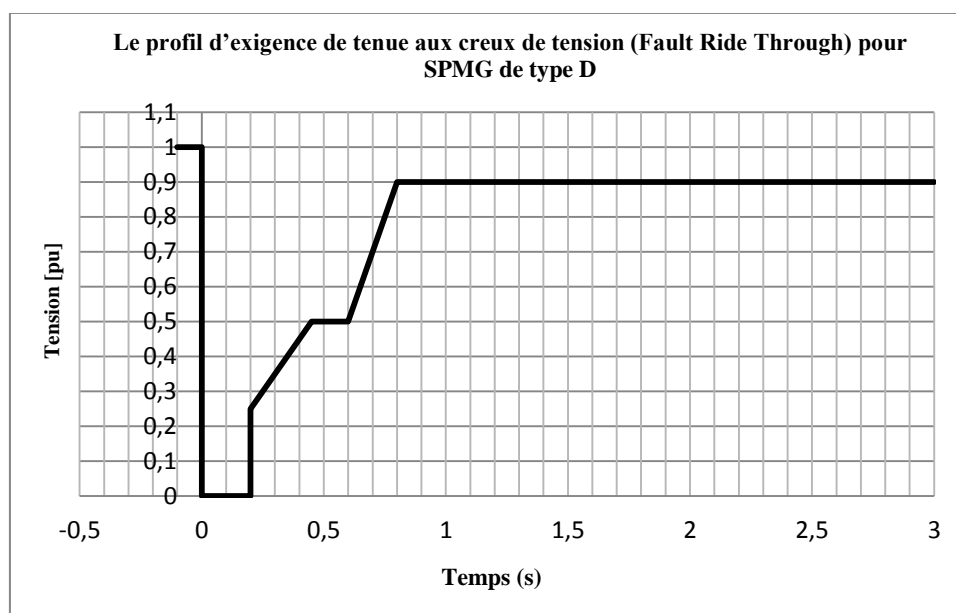


Illustration 20 : Exigence de tenue aux creux de tension pour les SPGM de type D

Tableau 5 : Paramètres applicables aux exigences de tenue aux creux de tension pour les SPGM de type D

Paramètres de tension [pu]	Paramètres de temps [secondes]
Uret = 0	tclear = 0,2
Uclear = 0,25	trec1 = 0,45
Urec1 = 0,5	trec2 = 0,6
Urec2 = 0,9	trec 3 = 0,8

⁵ Veuillez noter que les paramètres ne correspondent pas aux coordonnées de la courbe de tenue aux creux de tension, mais doivent être interprétés en fonction de la spécification du RfG, art.14-3 et présentés, pour information, à l'annexe I.

Les paramètres pris en compte pour les calculs de la tenue aux creux de tension (p.ex. puissance de court-circuit avant et après défaut, point de fonctionnement avant défaut de la PGM...) sont communiqués par le GRT, à la demande du propriétaire de l'installation de production d'électricité, lors du processus de raccordement.

6.3.2 Stabilité de la tension des SPGM [Art. 19-2]

Conforme au Règlement technique fédéral 2002 (Art. 75) [4] en ce qui concerne les fonctionnalités et les paramètres du régulateur de tension automatique, le réglage de la tension en régimes permanent et transitoire ainsi que les spécifications et les performances du système de régulation de l'excitation. Ce dernier comprend :

- i. la limitation de la bande passante du signal de sortie, afin de garantir que les réponses aux fréquences les plus élevées ne puissent pas exciter des modes d'oscillations torsionnelles sur d'autres unités de production d'électricité raccordées au réseau ;
- ii. un limiteur de sous-excitation destiné à empêcher l'AVR de réduire le courant d'excitation de l'alternateur à un niveau qui menacerait la stabilité du générateur synchrone ;
- iii. un limiteur de surexcitation destiné à garantir que l'excitation de l'alternateur n'est pas limitée à moins de la valeur maximale atteignable tout en garantissant que l'unité de production d'électricité synchrone fonctionne dans ses limites de conception ;
- iv. un limiteur de courant statorique ; et
- v. une fonction PSS destinée à amortir les oscillations de puissance, demandée par le GRT compétent (en d'autres termes, l'activation et le réglage de la fonction PSS seront nécessaires en fonction du point de raccordement, de la taille et des caractéristiques de la SPGM concernée).

6.3.3 Capacités techniques de maintien de la stabilité angulaire des SPGM dans les situations de défaut [Art. 19-3]

Aucune capacité générique relative à la contribution des SPGM au maintien de la stabilité angulaire dans les situations de défaut n'est requise. Le GRT et le propriétaire de l'installation de production d'électricité devraient convenir de ces capacités, au cas par cas, au cours du processus de raccordement et les fixer dans le contrat de raccordement individuel avec le GRT compétent.

6.4 Type D - PPM

6.4.1 Tenue aux creux de tension en cas de défauts symétriques et dissymétriques – PPM [Art. 16-3]

Cette exigence devrait être respectée au point de connexion.

L'unité PPM doit être capable de supporter le réseau lors des tensions transitoires rapides et des courts-circuits du réseau pour lesquels le profil de tension/temps est appelé tenue aux creux de tension (Fault-Ride-Through). L'unité PPM doit satisfaire aux exigences représentées dans l'Illustration 21, où l'unité PPM doit rester raccordée au réseau tant que la tension de la phase ayant la tension la plus basse est supérieure au profil présenté dans la figure ci-dessous.

Il est toutefois recommandé de rester raccordé aussi longtemps que la capacité technique du PPM le permet. Le même profil s'applique aux défauts dissymétriques.

Les paramètres de tenue aux creux de tension proposés sont présentés dans le Tableau 6.

Une tension $U=1$ pu correspond à la tension nominale (entre phases) au point de raccordement.

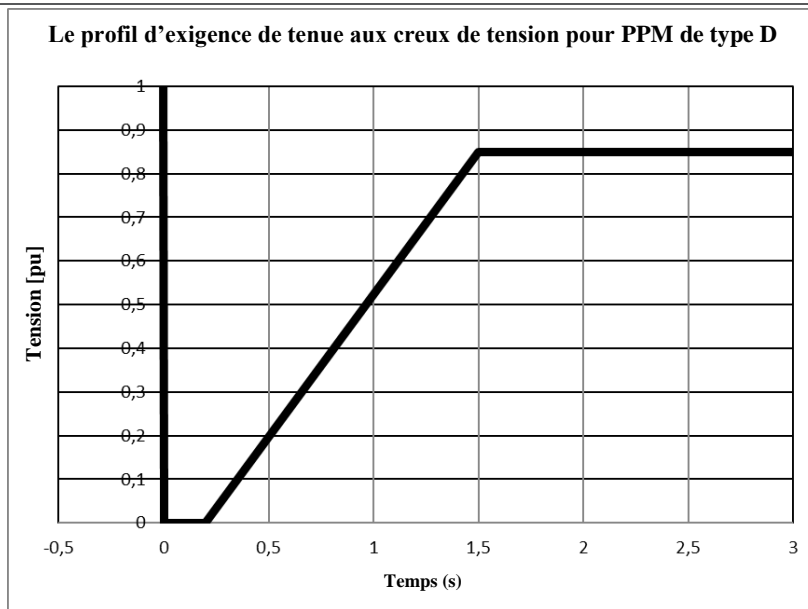


Illustration 21 : Exigence de tenue aux creux de tension pour les PPM de type D

Tableau 6 : Paramètres applicables aux exigences de tenue aux creux de tension pour les PPM de type D

Paramètres de tension [pu]	Paramètres de temps [secondes]
$U_{ret}=U_{clear}=U_{ret1}=0$	$T_{clear}=t_{rec1}=t_{rec2}=0,2$
$U_{rec2} = 0,85$	$t_{rec 3} = 1,5$

7 Acronymes

SGU	Significant Grid User (important utilisateur du réseau)
PGM	Power Generating Module (unité de production d'électricité)
LFSM	Limited Frequency Sensitive Mode (mode de réglage restreint à la fréquence)
FRT	Fault Ride Through (tenue aux creux de tension)
PPM	Power Park Module (parc non synchrone de générateurs)
SPGM	Synchronous Power-Generating Modules (unités de production d'électricité synchrones)
RfG	Requirement for Grid connection of generators (exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité)
NCC	Elia National Control Center (Centre de Contrôle national d'Elia)
PGFO	Power Generating Facility Owner (propriétaire de l'installation de production d'électricité)
LOM	Loss Of Main (découplage)

8 Références

[1] « Code de réseau sur les exigences relatives aux installations de production d'électricité » ou « CR/NC RfG » : Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=FR>

[2] « Code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation » ou « CR/NC DCC » : Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=FR>

[3] « Code de réseau relatif au courant continu à haute tension » ou « CR/NC HVDC » : Règlement (UE) 2016/1447 du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1447&from=FR>

[4] Règlement technique fédéral - 19 DÉCEMBRE 2002- Koninklijk besluit hildende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en toegang ertoe, Arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, <http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/grid-codes/Technisch%20reglement%20Federaal%202002.pdf>

[5] Présentation du FOD/SPF Energy dans le WG Belgian Grid (en néerlandais) : http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170307%20WG%20Belgian%20Grid/FOD_Vision-for_FederalGridCode.pdf

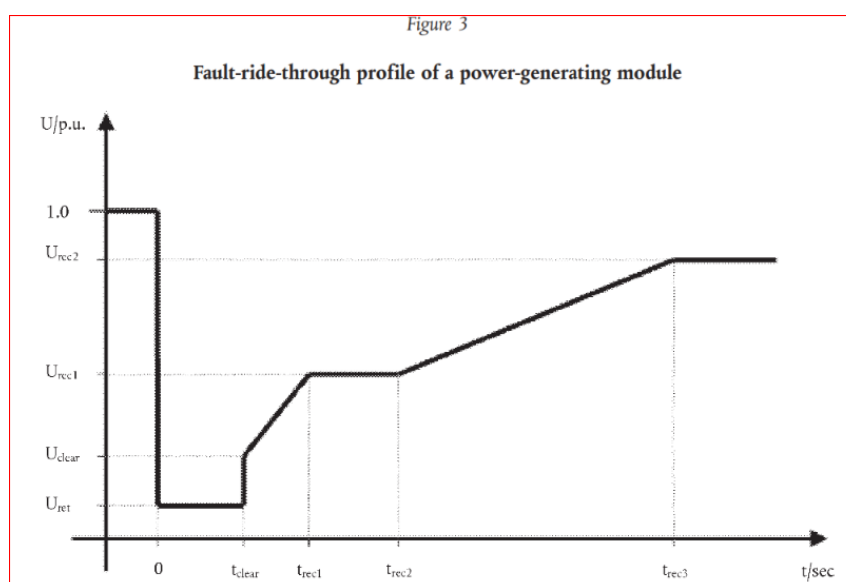
Procès-verbal de la réunion du WG Belgian Grid du 7 mars 2017 (en français) : http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/WG%20Belgian%20Grid/20170421_WG%20BG/20170307_PV_WGBG_FR_FINAL_WRITTEN-APPROVED.pdf

[6] Document d'orientation du ENTSO-E pour la mise en œuvre nationale des codes de réseau relatifs au raccordement au réseau : Parameters of Non-exhaustive requirements, 16 novembre 2016 : [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%2020160116.pdf)

[7] Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, SPD WG, mars 2016:
https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf

[8] System Operation Guidelines¹ or „SO GL“: Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

9 Annexe I - Définition du profil de tenue aux creux de tension (extrait de l'art. 14-3 du RfG [1])



10 Annexe II - Liste des articles non exhaustifs relatifs au RfG

Cette liste est extraite du document d'orientation d'ENTSO-E pour la mise en œuvre nationale des codes de réseau relatifs au raccordement au réseau : Parameters of Non-exhaustive requirements [6]

Table 1 – RfG Non-Exhaustive Requirements

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
FREQUENCY ISSUES	FREQUENCY RANGES		13.1.a.(i)	A, B, C, D	Time period for operation in the frequency ranges Continental Europe 47.5 - 48.5 Hz and 48.5 - 49 Hz Nordic :48.5 - 49 Hz GB :48.5 - 49 Hz Ireland :48.5 - 49 Hz Baltic : 47.5 - 48.5 Hz and 48.5 - 49 Hz and 51 - 51,5 Hz	Value - CNC national implementation	TSO
		X	13.1.a.(ii)	A, B, C, D	Agreement on wider frequency ranges, longer minimum times for operation or specific requirements for combined frequency and voltage deviations	Value - in due time for plant design	agreement between the RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO, and the Power Generating Facility Owner (PGFO)
	RATE OF CHANGE OF FREQUENCY (ROCOF) WITHSTAND CAPABILITY		13.1.(b)	A, B, C, D	- Maximum ROCOF for which the Power Generating Module (PGM) shall stay connected	Value - CNC national implementation	TSO
					specify ROCOF of the loss of main protection	In due time for plant design	RSO in coordination with the TSO
	LIMITED FREQUENCY SENSITIVE MODE (LFSM)-O		13.2.(a)	A, B, C, D	Frequency threshold and droop settings	Range – CNC national implementation Value – before plant commissioning and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation	TSO
		X	13.2(b)	A	Use of automatic disconnection and reconnection	Value and criteria - CNC national implementation	TSO
		X	13.2(f)	A, B, C, D	Expected behaviour of the PGM once the minimum regulating level is reached	CNC national implementation	TSO
	ADMISSIBLE ACTIVE POWER REDUCTION FROM MAXIMUM OUTPUT WITH FALLING FREQUENCY		13.4	A, B, C, D	Admissible active power reduction from maximum output with falling frequency	CNC national implementation and reviewed in due time for plant design	TSO
			13.5	A, B, C, D	definition of the ambient conditions applicable when defining the admissible active power reduction and take	CNC national implementation and reviewed in due time for	TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
					account of the technical capabilities of power-generating modules	plant design	
	LOGIC INTERFACE	X	13.6	A, B, C, D	Requirements for the additional equipment necessary to allow active power output to be remotely operable	In due time for plant design	RSO
	AUTOMATIC CONNECTION TO THE NETWORK		13.7	A, B, C, D	Conditions for automatic connection to the network, including: - frequency ranges and corresponding delay time - Maximum admissible gradient of increase in active power output	CNC national implementation	TSO
	LOGIC INTERFACE	X	14.2.b	B, C, D	Requirements for the equipment necessary to make the logic interface (to cease active power output) remotely operable	In due time for plant design	RSO
	FREQUENCY STABILITY		15.2.(a)	C, D	Time period for reaching x% of the target output	CNC national implementation	TSO
	LFM-U		15.2.c	C, D	Definition of the frequency threshold and droop	Range – CNC national implementation Adjustable Setting – In due time for plant design and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation	TSO
				C, D	Definition of Pref	CNC national implementation	TSO
	FREQUENCY SENSITIVE MODE		15.2.d.(i)	C, D	Parameters of the Frequency Sensitive Mode (FSM): - Active power range related to maximum capacity - Frequency response insensitivity - Frequency response dead band - Droop	Range – CNC national implementation Adjustable Setting – In due time for plant design and to be reselected as appropriate using the capabilities defined at CNC national implementation	TSO
			15.2.d.(iii)	C, D	Maximum admissible full activation time	CNC national implementation	TSO
		X	15.2.d.(iv)	C, D	Maximum admissible initial delay for power generating modules without inertia	CNC national implementation	TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
			15.2.d.(v)	C, D	time period for the provision of full active power frequency response	CNC national implementation	TSO
	FREQUENCY RESTORATION CONTROL		15.2.e	C, D	Specifications of the Frequency Restoration Control	CNC national implementation	TSO
	REAL-TIME MONITORING OF FSM	X	15.2.g	C, D	List of the necessary data which will be sent in real time	In due time for plant design	RSO (DSO or TSO) or TSO
					definition of additional signals	In due time for plant design	RSO (DSO or TSO) or TSO
	RATES OF CHANGE OF ACTIVE POWER OUTPUT		15.6.e	C, D	Definition of the minimum and maximum limits on rates of change of active power output (ramping limits) in both an up and down direction, taking into consideration the specific characteristics of the prime mover technology	CNC national implementation and reviewed in due time for plant design	RSO in coordination with the TSO
SYNTHETIC INERTIA CAPABILITY FOR POWER PARK MODULE (PPM)	X	21.2	PPM: C, D	Definition of the operating principle of control systems to provide synthetic inertia and the related performance parameters	CNC national implementation	TSO	
VOLTAGE ISSUES	FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY		14.3.a	B, C, D	Voltage-against-time profile	CNC national implementation	TSO
			14.3.a	B, C, D	pre-fault and post-fault conditions	CNC national implementation	TSO
			14.3.b	B, C, D	Voltage-against-time profile for asymmetric faults	CNC national implementation	TSO
			16.3.a.(i)	D	voltage-against-time profile	CNC national implementation	TSO
			16.3.a.(ii)	D	pre-fault and post-fault conditions	CNC national implementation	TSO
			16.3.c	D	Voltage-against-time profile for asymmetric faults	CNC national implementation	TSO
	ACTIVE POWER CONTROLLABILITY AND CONTROL RANGE		15.2.a	C, D	Time period to reach the adjusted active power set point Tolerance applying to the new set point and the time to reach it.	CNC national implementation	RSO (DSO or TSO) or TSO
	AUTOMATIC DISCONNECTION DUE TO VOLTAGE LEVEL		15.3	C, D	Voltage criteria and technical parameters at the connection point for automatic disconnection	Value - in due time for plant design	RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO
	VOLTAGE RANGES		16.2.a.(i)	D	For Continental Europe time period for operation in the voltage range 1,118 pu-1,15 pu for PGM connected between 110kV and 300 kV	Value - CNC national implementation	TSO
X		16.2.a.(ii)	D	Determination of shorter time periods in the event of simultaneous overvoltage and under frequency or simultaneous under voltage and over frequency	CNC national implementation	relevant TSO	

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
		X	16.2.a.(iii)	D	For Spain time period for operation in the voltage range 1,05 pu-1,0875 pu for PGMs connected between 300kV and 400 kV may be specified as unlimited	Value - CNC national implementation	TSO
		X	16.2.a.(v)	D	For Baltic voltage ranges and time period for operation may be specified in line with continental Europe for facilities connected for 400 kV	Value - CNC national implementation	TSO
			16.2.b	D	Wider voltage ranges or longer minimum time periods for operation may be agreed.	Value - in due time for plant design	agreement between the RSO and the PGFO, in coordination with the TSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY FOR SYNCHRONOUS PGM	X	17.2.a	Synchronous B, C, D	Capability to supply or absorb reactive power	Range -CNC national implementation	RSO
	SUPPLEMENTARY REACTIVE POWER FOR SYNCHRONOUS PGM	X	18.2.a	Synchronous C, D	Definition of supplementary reactive power to compensate for the reactive power demand of the high-voltage line or cable when the connection point is not located at the HV side of the step-up transformer	Range - CNC national implementation	RSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY AT MAXIMUM CAPACITY FOR SYNCHRONOUS PGM		18.2.b.(i)	Synchronous C, D	Definition of a U-Q/Pmax-profile at maximum capacity	Range of capability - CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
			18.2.b.(iv)	Synchronous C, D	appropriate timescale to reach the target value	Value -CNC national implementation	RSO
	VOLTAGE STABILITY FOR SYNCHRONOUS PGM		19.2.b.(v)	Synchronous D	Power threshold above which a PSS function is to be specified	Value -CNC national implementation	TSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY FOR PPM	X	20.2.a	PPM: B, C, D	Capability to supply or absorb reactive power	Range of capability - CNC national implementation	RSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
	FAST FAULT CURRENT INJECTION FOR PPM	X	20.2.b	PPM: B, C, D	Specifications of: - how and when a voltage deviation is to be determined as well as the end of the voltage deviation - Fast fault current characteristics - Timing and accuracy of the fast fault current, which may include several stages during a fault and after its clearance	Values -CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
		X	20.2.c	PPM: B, C, D	Specifications for asymmetrical current injection, in case of asymmetric faults (1-phase or 2-phase)	Value -CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
	SUPPLEMENTARY REACTIVE POWER FOR PPM	X	21.3.a	PPM: C, D	Definition of supplementary reactive power for a PPM whose connection point is not located at the high-voltage terminals of its step-up transformer nor at the terminals of the high-voltage line or cable to the connection point at the PPM, if no step-up transformer exists	Range -CNC national implementation	RSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY AT MAXIMUM CAPACITY FOR PPM		21.3.b	PPM: C, D	Definition of a U-Q/Pmax-profile at maximum capacity	Range of capability - CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY BELOW MAXIMUM CAPACITY FOR PPM		21.3.c.(i) 21.3.c.(ii)	PPM: C, D	definition of a P-Q/Pmax-profile below maximum capacity	Range of capability- CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
			21.3.c.(iv)	PPM: C, D	appropriate timescale to reach the target values	Value - CNC national implementation	RSO
	REACTIVE POWER CONTROL MODES FOR PPM		21.3.d.(iv)	PPM: C, D	In voltage control mode: t1 = time within which 90% of the change in reactive power is reached t2 = time within which 100% of the change in reactive power is reached	Values - CNC national implementation	RSO
			21.3.d.(vi)	PPM: C, D	In power factor control mode: - Target power factor - Time period to reach the set point - Tolerance	Ranges - CNC national implementation	RSO
			21.3.d.(vii)	PPM: C, D	Specifications of which of the above three reactive power control mode options and associated set points is to apply, and what further equipment is needed to make the adjustment of the relevant set point operable remotely;	in due time for plant design	RSO, in coordination with the TSO and the PGFO
	PRIORITY TO ACTIVE OR REACTIVE POWER CONTRIBUTION FOR PPM		21.3.e	PPM: C, D	Specification of whether active power contribution or reactive power contribution has priority during faults for which fault-ride-through capability is required.	CNC national implementation	relevant TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer	
	VOLTAGE RANGES FOR OFFSHORE PPM		25.1	Offshore	For Continental Europe time period for operation in the voltage range 1,118 pu-1,15 pu for PGM connected between 110kV and 300 kV	Value - CNC national implementation	TSO	
	VOLTAGE CONTROL SYSTEM FOR SYNCHRONOUS PGM		19.2.a	Synchronous D	- Parameters and settings of the components of the voltage control system - Specifications of the AVR	Ranges - in due time for plant design	agreement between the PGFO and the RSO, in coordination with the TSO	
	VOLTAGE RANGES			25.1	Offshore	For Continental Europe time period for operation in the voltage range 1,118 pu-1,15 pu, 1,05pu-1,10pu for PGM For Nordic time period for operation in the voltage range 1,05pu-1,10pu for PGM	Value - CNC national implementation	TSO
		X		16.2.a.(iii)	Offshore	For Spain time period for operation in the voltage range 1,05 pu-1,0875 pu for PGMs connected between 300kV and 400 kV may be specified as unlimited	Value - CNC national implementation	TSO
		X		16.2.a.(v)	Offshore	For Baltic voltage ranges and time period for operation may be specified in line with continental Europe for facilities connected for 400 kV	Value - CNC national implementation	TSO
	REACTIVE POWER CAPABILITY AT MAXIMUM CAPACITY FOR OFFSHORE PPM			25.5	Offshore	Definition of the U-Q/Pmax-profile at Pmax	Range of capability- CNC national implementation	TSO
SYSTEM RESTORATION	CAPABILITY OF RECONNECTION AFTER AN INCIDENTAL DISCONNECTION CAUSED BY A NETWORK DISTURBANCE		14.4.a	B, C, D	Conditions for reconnection to the network after an incidental disconnection caused by network disturbance	CNC national implementation	TSO	
			14.4.b	B, C, D	Conditions for automatic reconnection	CNC national implementation	TSO	
	BLACK START CAPABILITY	X		15.5.a.(ii)	C, D	Technical specifications for a quotation for Black Start Capability	Principle - CNC national implementation in due time for plant design	TSO
		X		15.5.a.(iii)	C, D	Timeframe within which the PGM is capable of starting from shutdown without any external electrical energy supply	Value - CNC national implementation	RSO (DSO or TSO) in coordination with the TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
		X	15.5.a.(iv)	C, D	voltage limits for synchronisation when art.16.2 non applicable	Range - CNC national implementation	RSO (DSO or TSO)
	CAPABILITY TO TAKE PART IN ISLAND OPERATION	X	15.5.b.(iii)	C, D	Methods and criteria for detecting island operation	In due time for plant design	agreement between the PGFO and the RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO
	OPERATION FOLLOWING TRIPPING TO HOUSELOAD		15.5.c.(iii)	C, D	Minimum operation time within which the PGM is capable of operating after tripping to house load	Value - CNC national implementation	RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO
	ACTIVE POWER RECOVERY FOR SYNCHRONOUS PGM		17.3	Synchronous B, C, D	Definition of the magnitude and time for active power recovery	Value - CNC national implementation	TSO
	POST FAULT ACTIVE POWER RECOVERY FOR PPM		20.3.a	PPM: B, C, D	Specifications of the post-fault active power recovery Following specifications: - when the post-fault active power recovery begins, based on a voltage criteria - a maximum allowed time for active power recovery - a magnitude and accuracy for active power recovery	Value - CNC national implementation	TSO
INSTRUMENTATION SIMULATION MODELS AND PROTECTION	CONTROL SCHEME AND SETTINGS		14.5.a	B, C, D	control schemes and settings of the control devices	Control schemes: in due time for plant design Settings: Values - before plant commissioning and to be reselected as appropriate	agreement and coordination between the TSO, the RSO (TSO and DSO) and the PGFO
	ELECTRICAL PROTECTION SCHEMES AND SETTINGS		14.5.b	B, C, D	protection schemes and settings	Protection schemes: in due time for plant design Settings: Values - before plant commissioning and to be reselected as appropriate	agreement and coordination between the RSO and the PGFO
	INFORMATION EXCHANGES		14.5.d	B, C, D	Content of information exchanges and precise list and time of data to be facilitated.	Principle - CNC national implementation	RSO (DSO or TSO) or TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
						Value - in due time for plant design	
	MANUAL, LOCAL MEASURES WHERE THE AUTOMATIC REMOTE DEVICES ARE OUT OF SERVICE		15.2.b	C, D	Time period and tolerance requested to reach the set point in cases where the automatic remote control devices are out of service	Value - in due time for plant design	RSO (DSO or TSO) or TSO
	LOSS OF ANGULAR STABILITY OR LOSS OF CONTROL		15.6.a	C, D	criteria to detect loss of angular stability or loss of control	Value - in due time for plant design	Agreement between the PGFO and the RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO.
	INSTRUMENTATION	X	15.6.b.(i)	C, D	Definition of the quality of supply parameters	in due time for plant design	RSO
			15.6.b.(ii)	C, D	Settings of the fault recording equipment, including triggering criteria and the sampling rates	Value - in due time for plant design	Agreement between the PGFO and the RSO (DSO or TSO), in coordination with the TSO.
			15.6.b.(iii)	C, D	Specifications of the oscillation trigger detecting poorly damped power oscillations	Value - in due time for plant design	RSO in coordination with the TSO
			15.6.b.(iv)	C, D	Protocols for recorded data.	in due time for plant design	agreement between the PGFO, the RSO and the relevant TSO
	SIMULATION MODELS	X	15.6.c.(iii)		Specifications of the simulation models	CNC national implementation	RSO in coordination with the TSO
	INSTALLATION OF DEVICES FOR SYSTEM OPERATIONS AND SYSTEM SECURITY	X	15.6.d	C, D	Definition of the devices needed for system operation and system security	In due time for plant design	RSO or TSO and PGFO
	NEUTRAL-POINT AT THE NETWORK SIDE OF STEP-UP TRANSFORMERS		15.6.f	C, D	Specifications of the earthing arrangement of the neutral-point at the network side of step-up transformers	Principle - CNC national implementation Value - in due time for plant design and to be reselected as appropriate	RSO
	AUTOMATIC DISCONNECTION	X	16.2.c	D	Definition of the threshold for automatic disconnection	Value - in due time for plant design	RSO in coordination with the TSO

Type	Non-Exhaustive Requirement	Non-Mandatory Requirement	Article	Applicability	Parameters to be defined	Timing of proposal	Proposer
					Definition of the parameters	Values - in due time for plant design	agreement between le RSO and the PGFO
	SYNCHRONISATION		16.4	D	Settings of the synchronisation devices	Range – CNC national implementation Value – before plant commissioning and to be reselected as appropriate	agreement between le RSO et the PGFO
	ANGULAR STABILITY UNDER FAULT CONDITIONS		19.3	Synchronous	Agreement for technical capabilities of the PGM to aid angular stability.	In due time for plant design	agreement between the TSO and the PGFO
	SYNTHETIC INERTIA CAPABILITY FOR PPM	X	21.2	PPM: C, D	- Definition of the operating principle of control systems to provide synthetic inertia and the related performance parameters	CNC national implementation	TSO