

II

(Actes non législatifs)

RÈGLEMENTS

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

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 ⁽¹⁾, et notamment son article 6, paragraphe 11,

considérant ce qui suit:

- (1) L'achèvement rapide d'un marché intérieur de l'énergie pleinement fonctionnel et interconnecté est crucial pour réaliser les objectifs de maintien de la sécurité d'approvisionnement énergétique, de renforcement de la compétitivité et de garantie de prix abordables pour le consommateur.
- (2) Le règlement (CE) n° 714/2009 énonce des règles non discriminatoires régissant l'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, en vue de garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. En outre, l'article 5 de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil ⁽²⁾ fait obligation aux États membres ou, lorsque les États membres l'ont décidé, aux autorités de régulation de veiller à ce que des règles techniques objectives et non discriminatoires soient élaborées afin d'établir des exigences techniques minimales en matière de conception et de fonctionnement du raccordement au réseau. Lorsque les exigences établissent les conditions de raccordement aux réseaux nationaux, l'article 37, paragraphe 6, de cette même directive confère la responsabilité aux autorités de régulation de fixer ou d'approuver au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir ces conditions. Afin d'assurer la sûreté du système au sein du réseau de transport interconnecté, il est essentiel de définir une conception commune des exigences applicables aux unités de production d'électricité. Les exigences qui contribuent à assurer, à maintenir et à restaurer la sûreté du réseau afin de faciliter le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité au sein des zones synchrones et entre ces zones, et de parvenir à l'efficacité en termes de coûts, devraient être considérées comme des questions transfrontalières liées aux réseaux et comme des questions liées à l'intégration du marché.
- (3) Il convient d'établir des règles harmonisées concernant le raccordement au réseau des unités de production d'électricité, afin de disposer d'un cadre juridique clair pour les raccordements au réseau, de faciliter les échanges d'électricité dans toute l'Union, de garantir la sûreté du réseau, de faciliter l'intégration des sources d'électricité renouvelables, de renforcer la concurrence et de permettre une utilisation plus efficace du réseau et des ressources, pour le bénéfice des consommateurs.
- (4) La sûreté du réseau dépend en partie des capacités techniques des unités de production d'électricité. Par conséquent, une coordination régulière à l'échelon des réseaux de transport et de distribution et des performances

⁽¹⁾ JO L 211 du 14.8.2009, p. 15.

⁽²⁾ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 55).

adéquates des équipements raccordés à ces réseaux, avec une robustesse suffisante pour faire face aux perturbations et contribuer à prévenir toute rupture majeure d'approvisionnement ou pour faciliter la reconstitution du réseau après un effondrement, constituent des préalables fondamentaux.

- (5) Le réseau ne peut fonctionner de manière sûre que si les propriétaires d'installations de production d'électricité et les gestionnaires de réseau coopèrent étroitement. En particulier, le fonctionnement du réseau en conditions dégradées dépend de la réponse des unités de production d'électricité aux écarts par rapport aux valeurs de référence 1 *per unit* (pu) de la tension et de la fréquence nominale. Dans le contexte de la sûreté du réseau, les réseaux et les unités de production d'électricité devraient être considérés comme formant une seule entité du point de vue de l'ingénierie du système électrique, étant donné que ces parties sont interdépendantes. De ce fait, il convient de fixer des exigences techniques appropriées pour les unités de production d'électricité, dont le respect conditionne le raccordement au réseau électrique.
- (6) Les autorités de régulation devraient prendre en considération les coûts raisonnables effectivement encourus par les gestionnaires de réseau dans le cadre de la mise en œuvre du présent règlement pour fixer ou approuver les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes ou pour approuver les termes et conditions du raccordement et de l'accès aux réseaux nationaux, conformément à l'article 37, paragraphes 1 et 6, de la directive 2009/72/CE et à l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009.
- (7) Il existe dans l'Union différents réseaux électriques synchrones possédant des caractéristiques différentes qui doivent être prises en compte lors de la définition des exigences applicables aux producteurs. Il est donc approprié de prendre en considération les particularités régionales lors de l'établissement des règles de raccordement au réseau requises à l'article 8, paragraphe 6, du règlement (CE) n° 714/2009.
- (8) Vu la nécessité d'assurer la sécurité juridique, les exigences du présent règlement devraient s'appliquer aux nouvelles installations de production mais pas aux unités de production existantes ni aux unités de production se trouvant à un stade avancé de planification mais pas encore achevées, sauf décision contraire de l'autorité de régulation compétente ou de l'État membre sur la base de l'évolution des exigences applicables au réseau et d'une analyse des coûts et bénéfices exhaustive, ou bien lorsqu'une modernisation substantielle de ces installations de production a été opérée.
- (9) Le caractère significatif des unités de production d'électricité devrait se fonder sur leur taille et leur incidence sur l'ensemble du réseau. Les machines synchrones devraient être classées sur la base de la taille de la machine et inclure tous les éléments d'une installation de production qui fonctionnent normalement ensemble, tels que des alternateurs séparés entraînés par des turbines à gaz et à vapeur séparées relevant d'une seule et même unité à cycle combiné à turbine à gaz. Dans le cas d'une installation comportant plusieurs unités à cycle combiné à turbine à gaz, il convient d'évaluer chacune sur la base de sa taille, et non de la capacité totale de l'installation. Les unités de production d'électricité raccordées de façon non synchrone, lorsqu'elles sont regroupées en une unité économique et qu'elles disposent d'un seul point de raccordement, devraient être évaluées sur la base de leur capacité agrégée.
- (10) Vu les différents niveaux de tension auxquels les producteurs sont raccordés et leur capacité de production maximale, le présent règlement devrait opérer une distinction entre les différents types de producteurs en établissant différents niveaux d'exigences. Le présent règlement ne fixe pas de règles pour déterminer le niveau de tension du point de raccordement auquel l'unité de production d'électricité devrait être raccordée.
- (11) Les exigences applicables aux unités de production d'électricité de type A devraient se situer au niveau de base nécessaire pour garantir les capacités de production avec une fourniture de réponses automatiques limitée et un contrôle minimal par le gestionnaire de réseau. Elles devraient permettre de prévenir toute perte de production à grande échelle dans les plages d'exploitation du réseau, de façon à atténuer au maximum les événements critiques, et prévoir les exigences nécessaires à une intervention de grande ampleur en cas d'événement critique pour le réseau.
- (12) Les exigences applicables aux unités de production d'électricité de type B devraient assurer une plage plus large de réponse dynamique automatique avec une plus grande résilience envers les événements d'exploitation, afin de garantir l'utilisation de cette réponse dynamique et, pour le gestionnaire de réseau, un niveau de contrôle accru et une meilleure information pour l'utilisation des capacités correspondantes. Ces exigences garantissent une réponse automatisée afin d'atténuer l'impact des événements sur le réseau et de maximiser la réponse dynamique au niveau de la production.
- (13) Les exigences applicables aux unités de production d'électricité de type C devraient permettre une réponse dynamique en temps réel précise, stable et contrôlable précisément, visant à assurer les principaux services auxiliaires aux fins de la sécurité d'approvisionnement. Ces exigences devraient couvrir tous les états du réseau et spécifier avec un niveau de détail élevé les interactions entre exigences, fonctions, contrôle et information aux fins de l'utilisation de ces capacités et assurer la fourniture de la réponse en temps réel sur le réseau nécessaire pour prévenir, gérer et traiter les événements sur le réseau. Ces exigences devraient également prévoir que les unités de production aient une capacité suffisante de réponse dans les situations de fonctionnement normal et de fonctionnement perturbé du réseau, et devraient prévoir la fourniture des informations et du contrôle nécessaires pour recourir à la production dans différentes situations.

- (14) Les exigences applicables aux unités de production d'électricité de type D devraient être spécifiquement ciblées sur la production raccordée aux tensions plus hautes et ayant une incidence sur la régulation et l'exploitation de l'ensemble du réseau. Elles devraient garantir une exploitation stable du réseau interconnecté, en permettant l'utilisation à l'échelle de l'Europe des services auxiliaires de la production.
- (15) Les exigences devraient être fondées sur les principes de non-discrimination et de transparence ainsi que sur le principe de l'optimisation entre l'efficacité globale la plus élevée et le coût total le plus bas pour toutes les parties concernées. Les exigences devraient donc tenir compte des différences dans le traitement des technologies de production ayant des caractéristiques intrinsèques différentes, et éviter des investissements inutiles dans certaines zones géographiques afin de tenir compte de leurs particularités régionales respectives. Les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et les gestionnaires de réseau de distribution (GRD), y compris les gestionnaires de réseau fermé de distribution (GRFD), peuvent prendre en compte ces différences lorsqu'ils établissent les exigences conformément aux dispositions du présent règlement, tout en prenant acte du fait que les seuils qui déterminent si un réseau est un réseau de transport ou un réseau de distribution sont fixés au niveau national.
- (16) En raison de son incidence transfrontalière, le présent règlement devrait établir des exigences identiques liées à la fréquence pour tous les niveaux de tension, au moins à l'intérieur d'une même zone synchrone. Cette approche est nécessaire, car, à l'intérieur d'une zone synchrone, une variation de fréquence dans un État membre aurait des répercussions immédiates sur la fréquence dans tous les autres États membres, avec le risque d'endommager des équipements.
- (17) Afin d'assurer la sûreté du réseau, il devrait être possible, pour les unités de production d'électricité de chaque zone synchrone du réseau interconnecté, de rester connectées au réseau dans des plages spécifiées de fréquence et de tension.
- (18) Le présent règlement devrait prévoir des plages de paramètres pour les choix nationaux en matière de tenue aux creux de tension afin d'assurer une approche proportionnée tenant compte des besoins variables des réseaux, liés notamment à la part des sources d'énergie renouvelables (SER), et des systèmes de protection du réseau existants, tant pour le transport que pour la distribution. Vu la configuration de certains réseaux, la limite supérieure pour les exigences de tenue aux creux de tension devrait être de 250 millisecondes. La durée d'élimination d'un défaut la plus courante en Europe étant cependant à l'heure actuelle de 150 millisecondes, l'entité, telle que désignée par l'État membre aux fins de l'approbation des exigences du présent règlement, aura donc une marge de manœuvre pour vérifier si une exigence de durée plus longue est nécessaire avant de l'approuver.
- (19) Lors de la définition des conditions avant défaut et après défaut pour la tenue aux creux de tension, compte tenu des caractéristiques du réseau, notamment de la topologie et de la proportion des moyens de production selon leur énergie primaire, les GRT compétents devraient décider s'il convient de donner la priorité aux conditions d'exploitation avant défaut des unités de production d'électricité ou à des durées d'élimination des défauts plus longues.
- (20) Il est important pour le fonctionnement du réseau interconnecté d'assurer une reconnexion appropriée après une déconnexion accidentelle due à une perturbation sur le réseau. Une bonne protection du réseau est essentielle pour le maintien de sa stabilité et de sa sûreté, en particulier dans le cas où il subit une perturbation. Les systèmes de protection peuvent empêcher l'aggravation des perturbations et limiter leurs conséquences.
- (21) Des échanges d'informations adéquats entre les gestionnaires de réseau et les propriétaires d'installations de production d'électricité constituent un préalable pour permettre aux gestionnaires de réseau d'assurer la stabilité et la sûreté du réseau. Il importe que ces derniers disposent en permanence d'une vue d'ensemble de l'état du réseau, notamment d'informations sur les conditions d'exploitation des unités de production d'électricité, et qu'ils aient la possibilité de communiquer avec celles-ci afin de leur envoyer des instructions opérationnelles.
- (22) Dans les situations d'urgence susceptibles de compromettre la stabilité et la sûreté du réseau, les gestionnaires de réseau devraient avoir la possibilité, afin d'être en mesure d'honorer leurs responsabilités en matière de sûreté de réseau, de donner l'instruction d'ajuster la production des unités de production d'électricité.
- (23) Les plages de tension devraient être coordonnées entre les réseaux interconnectés, car elles sont cruciales pour planifier et exploiter de manière sûre le réseau électrique d'une zone synchrone. En effet, les déconnexions dues à des perturbations de la tension ont un impact sur les réseaux voisins. Ne pas spécifier de plages de tension pourrait créer d'importantes incertitudes pour la planification et l'exploitation eu égard aux conditions d'exploitation s'écartant de la normale.
- (24) Les besoins de capacité en puissance réactive dépendent de plusieurs facteurs, notamment le degré de maillage du réseau et le rapport entre la puissance injectée et la consommation, qu'il convient de prendre en compte lors de la définition des exigences en matière de puissance réactive. Lorsque les caractéristiques régionales du réseau

varient au sein de la zone de responsabilité d'un gestionnaire de réseau, il pourrait être approprié de définir plusieurs diagrammes. La production de puissance réactive en situation de tensions élevées (fourniture) et la consommation de puissance réactive en situation de tensions basses (absorption) pourraient ne pas être nécessaires. Des exigences en matière de puissance réactive pourraient en effet imposer des contraintes sur la conception et l'exploitation des installations de production d'électricité. Il importe donc que les capacités réellement requises pour le bon fonctionnement du réseau soient évaluées de manière approfondie.

- (25) Les unités de production d'électricité synchrones ont une capacité intrinsèque à résister aux variations de fréquence ou à les ralentir, ce qui n'est pas le cas de nombreuses technologies liées aux SER. Il convient donc d'adopter des mesures palliatives, afin d'éviter une augmentation des vitesses de variation de la fréquence en période de forte production à partir des SER. La fourniture d'inertie synthétique pourrait faciliter la poursuite du développement des SER, lesquelles ne contribuent pas naturellement à l'inertie.
- (26) Il convient d'instaurer des essais de conformité appropriés et proportionnés afin que les gestionnaires de réseau puissent garantir la sûreté de fonctionnement.
- (27) Afin de garantir la pleine intégration du marché, les autorités de régulation, les États membres et les gestionnaires de réseau devraient veiller à ce que les exigences en matière de raccordement au réseau soient harmonisées dans la mesure du possible au cours de leur processus d'élaboration et d'approbation. Les normes techniques bien établies devraient être particulièrement prises en considération aux fins de l'élaboration des exigences applicables au raccordement.
- (28) Le présent règlement devrait également prévoir une procédure de dérogation aux règles afin de tenir compte des particularités locales, lorsque par exemple, de manière exceptionnelle, le respect de ces règles pourrait menacer la stabilité du réseau local ou lorsque l'exploitation sûre d'une unité de production d'électricité serait de nature à imposer des conditions d'exploitation non conformes au présent règlement. Dans le cas d'installations particulières de production combinée de chaleur et d'électricité, qui comportent des avantages supplémentaires en termes d'efficacité, l'application des règles énoncées dans le présent règlement pourrait aboutir à des coûts disproportionnés et entraîner la perte de ces gains d'efficacité.
- (29) Sous réserve de l'approbation par l'autorité de régulation compétente, ou d'une autre autorité si des dispositions en ce sens s'appliquent dans un État membre, les gestionnaires de réseau devraient être autorisés à proposer des dérogations pour certaines classes d'unités de production d'électricité.
- (30) Le présent règlement est adopté sur la base du règlement (CE) n° 714/2009, qu'il complète et dont il fait partie intégrante. Les références faites au règlement (CE) n° 714/2009 dans d'autres actes juridiques devraient également s'entendre comme des références au présent règlement.
- (31) Les mesures prévues par le présent règlement sont conformes à l'avis du comité visé à l'article 23, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009,

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

TITRE I

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Article premier

Objet

Le présent règlement établit un code de réseau qui fixe les exigences applicables au raccordement au réseau interconnecté des installations de production d'électricité, à savoir les unités de production d'électricité synchrones, les parcs non synchrones de générateurs et les parcs non synchrones de générateurs en mer. Il contribue par conséquent à garantir des conditions équitables de concurrence dans le marché intérieur de l'électricité, la sûreté du réseau et l'intégration des sources d'électricité renouvelables, et à faciliter les échanges d'électricité à l'échelle de l'Union.

Le présent règlement fixe également les obligations visant à garantir que les gestionnaires de réseau utilisent de façon appropriée, transparente et non discriminatoire les capacités des installations de production d'électricité, afin d'assurer des conditions de concurrence équitables dans toute l'Union.

Article 2

Définitions

Aux fins du présent règlement, les définitions de l'article 2 de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾, de l'article 2 du règlement (CE) n° 714/2009, de l'article 2 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission ⁽²⁾, de l'article 2 du règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission ⁽³⁾ et de l'article 2 de la directive 2009/72/CE s'appliquent.

En outre, on entend par:

- 1) «entité», une autorité de régulation, une autre autorité nationale, un gestionnaire de réseau ou un autre organisme public ou privé désignés en vertu du droit national;
- 2) «zone synchrone», une zone couverte par des GRT interconnectés de manière synchrone, telle que les zones synchrones de l'Europe continentale, de la Grande-Bretagne, de l'Irlande et de l'Irlande du Nord et des pays nordiques, ainsi que les réseaux électriques de l'Estonie, de la Lettonie et de la Lituanie, dénommées ensemble «Baltique», qui font partie d'une zone synchrone plus vaste;
- 3) «tension», la différence de potentiel électrique entre deux points mesurée à partir de la valeur efficace de la tension directe entre phases à la fréquence fondamentale;
- 4) «puissance apparente», le produit de la tension et du courant à la fréquence fondamentale, et de la racine carrée de trois dans le cas des systèmes triphasés, habituellement exprimée en kilovolt-ampères (kVA) ou en mégavolt-ampères (MVA);
- 5) «unité de production d'électricité», une unité de production d'électricité synchrone ou un parc non synchrone de générateurs;
- 6) «installation de production d'électricité», une installation qui convertit de l'énergie primaire en énergie électrique et qui se compose d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité raccordées à un réseau en un ou plusieurs points de raccordement;
- 7) «propriétaire d'une installation de production d'électricité», une personne physique ou morale possédant une installation de production d'électricité;
- 8) «composant principal de production», un ou plusieurs des principaux éléments d'équipement requis pour convertir la source d'énergie primaire en électricité;
- 9) «unité de production d'électricité synchrone», un ensemble indivisible d'équipements qui peut produire de l'énergie électrique de telle sorte que la fréquence de la tension générée, la vitesse de rotation de l'alternateur et la fréquence de la tension du réseau sont égales dans un rapport constant, et donc au synchronisme;
- 10) «dossier technique pour unité de production d'électricité (PGMD)», un document communiqué par le propriétaire d'une l'installation de production d'électricité au gestionnaire de réseau compétent pour une unité de production d'électricité de type B ou C, qui confirme que la conformité de l'unité de production d'électricité avec les critères techniques énoncés dans le présent règlement a été démontrée et qui comprend les données et déclarations requises, dont une déclaration de conformité;
- 11) «gestionnaire de réseau de transport compétent» ou «GRT compétent», le GRT dans la zone de réglage duquel une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution ou un système à courant continu haute tension (HVDC) est ou sera raccordé au réseau, à n'importe quel niveau de tension;
- 12) «réseau», une infrastructure et des équipements reliés entre eux pour transporter ou distribuer l'électricité;
- 13) «gestionnaire de réseau compétent», le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau de distribution au réseau duquel une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution ou un système HVDC est ou sera raccordé;

⁽¹⁾ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE (JO L 315 du 14.11.2012, p. 1).

⁽²⁾ Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (JO L 197 du 25.7.2015, p. 24).

⁽³⁾ Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil (JO L 163 du 15.6.2013, p. 1).

- 14) «convention de raccordement», un contrat entre, d'une part, le gestionnaire de réseau compétent et, d'autre part, le propriétaire d'une installation de production d'électricité, ou le propriétaire d'une installation de consommation, ou le gestionnaire d'un réseau de distribution, ou le propriétaire d'un système HVDC, qui stipule, pour l'installation de production d'électricité, l'installation de consommation, le réseau de distribution, le raccordement du réseau de distribution ou le système HVDC, les exigences applicables au site concerné et les exigences techniques spécifiques applicables;
- 15) «point de raccordement», l'interface par laquelle l'unité de production d'électricité, l'installation de consommation, le réseau de distribution ou le système HVDC sont raccordés à un réseau de transport, à un réseau en mer, à un réseau de distribution, y compris les réseaux fermés de distribution, ou à un système HVDC, comme indiqué dans la convention de raccordement;
- 16) «puissance maximale» ou «Pmax», la puissance active maximale que peut délivrer sans limitation de durée une unité de production d'électricité, diminuée de toute consommation liée uniquement à la facilitation du fonctionnement de cette unité de production d'électricité et qui n'est pas injectée sur le réseau, telle que stipulée dans la convention de raccordement ou que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire d'une installation de production d'électricité;
- 17) «parc non synchrone de générateurs» ou «*power park module*», un générateur ou un ensemble de générateurs d'électricité qui sont connectés soit de façon non synchrone au réseau, soit par une interface électronique de puissance, et qui sont en outre reliés par un seul point de raccordement à un réseau de transport, à un réseau de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, ou à un système HVDC;
- 18) «parc non synchrone de générateurs en mer» ou «*offshore power park module*», un parc non synchrone de générateurs situé en mer, avec un point de raccordement en mer;
- 19) «fonctionnement en compensateur synchrone», le fonctionnement d'un alternateur tournant sans entraînement mécanique afin de réguler la tension de manière dynamique, par production ou absorption de puissance réactive;
- 20) «puissance active», la composante réelle de la puissance apparente à la fréquence fondamentale, exprimée en watts ou en multiples de watts, tels que les kilowatts (kW) ou les mégawatts (MW);
- 21) «unité de pompage-turbinage», une unité hydroélectrique dans laquelle l'eau peut être relevée au moyen de pompes et stockée pour produire, ensuite, de l'énergie électrique;
- 22) «fréquence», la fréquence électrique du réseau, exprimée en hertz (Hz), qui peut être mesurée en tout point de la zone synchrone; on peut considérer que la valeur est homogène sur l'ensemble du réseau sur une durée de quelques secondes, avec seulement des écarts minimes entre les différents points de mesure. Sa valeur nominale est de 50 Hz;
- 23) «statisme», le rapport, en régime permanent, exprimé en pourcentage, entre une variation de fréquence et la variation de la production de puissance active résultante. La variation de fréquence est exprimée en pourcentage à la fréquence nominale, et la variation de puissance active sous la forme d'un rapport à la puissance maximale ou à la puissance active réelle lorsque le seuil applicable est atteint;
- 24) «niveau de régulation minimal», la puissance active minimale, telle que stipulée dans la convention de raccordement, ou telle que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire d'une installation de production d'électricité, jusqu'à laquelle l'unité de production d'électricité peut fournir du réglage;
- 25) «consigne», la valeur de référence à atteindre pour tout paramètre habituellement utilisé dans les systèmes de contrôle-commande;
- 26) «instruction», toute commande donnée, dans les limites de sa compétence, par un gestionnaire de réseau à un propriétaire d'une installation de production d'électricité, un propriétaire d'une installation de consommation, un gestionnaire de réseau de distribution ou un propriétaire de système HVDC, afin d'effectuer une action;
- 27) «défaut éliminé par les protections», un défaut qui est éliminé avec succès conformément aux plans de protection du gestionnaire de réseau;
- 28) «puissance réactive», la composante imaginaire de la puissance apparente à la fréquence fondamentale, habituellement exprimée en kilovar (kVAr) ou en mégavar (MVAr);
- 29) «tenue aux creux de tension», la capacité des équipements électriques à rester connectés au réseau et à fonctionner lors d'épisodes de tension basse au point de raccordement imputables à des défauts éliminés par les protections;
- 30) «alternateur», un équipement qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique au moyen d'un champ magnétique tournant;
- 31) «courant», le débit d'une charge électrique, mesuré par la valeur efficace de la composante directe du courant de phase à la fréquence fondamentale;
- 32) «stator», la partie d'une machine tournante qui comporte les parties magnétiques stationnaires avec leurs enroulements associés;

- 33) «inertie», la propriété que présente un corps rigide en rotation, tel que le rotor d'un alternateur, de maintenir un mouvement rotatif et un moment cinétique uniformes tant qu'un couple extérieur n'est pas appliqué;
- 34) «inertie synthétique», la possibilité donnée par un parc non synchrone de générateurs ou un système HVDC de remplacer l'effet d'inertie d'une unité de production d'électricité synchrone à un niveau de performance imposé;
- 35) «réglage de la fréquence», la capacité d'une unité de production d'électricité ou d'un système HVDC à ajuster sa production de puissance active en réponse à une variation de la fréquence mesurée sur le réseau par rapport à une valeur de consigne, afin de maintenir la stabilité de la fréquence du réseau;
- 36) «mode de sensibilité à la fréquence» ou «FSM», le mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité ou d'un système HVDC dans lequel la production de puissance active est modulée en fonction d'une variation de la fréquence du réseau, de façon à contribuer au retour à la valeur de consigne de fréquence;
- 37) «mode de réglage restreint à la surfréquence» ou «LFSM-O», le mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité ou d'un système HVDC dans lequel la production de puissance active est réduite en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est supérieure à une certaine valeur;
- 38) «mode de réglage restreint à la sous-fréquence» ou «LFSM-U», le mode de fonctionnement d'une unité de production d'électricité ou d'un système HVDC dans lequel la production de puissance active est augmentée en réponse à une variation de la fréquence du réseau dès que cette dernière est inférieure à une certaine valeur;
- 39) «bande morte de la réponse à une variation de fréquence», un intervalle utilisé volontairement pour neutraliser le réglage de la fréquence;
- 40) «insensibilité de la réponse à une variation de la fréquence», la caractéristique intrinsèque du système de contrôle-commande spécifiée sous forme de la grandeur minimale de la variation de la fréquence ou du signal d'entrée qui aboutit à une modification de la puissance ou du signal de sortie;
- 41) «diagramme de capacité P-Q», un graphique décrivant la capacité en puissance réactive d'une unité de production d'électricité lorsque la puissance active varie au point de raccordement;
- 42) «stabilité en régime permanent», la capacité d'un réseau ou d'une unité de production d'électricité synchrone à revenir à un fonctionnement stable et à se maintenir dans cet état, à la suite d'une perturbation faible;
- 43) «fonctionnement en réseau séparé», le fonctionnement autonome d'un réseau complet ou d'une partie d'un réseau isolé à la suite de leur déconnexion du réseau interconnecté, qui disposent d'au moins une unité de production d'électricité ou système HVDC qui alimente ledit réseau et assure le réglage de la fréquence et de la tension;
- 44) «fonctionnement en flotage sur les auxiliaires», le fonctionnement qui permet aux installations de production d'électricité de continuer à alimenter leurs auxiliaires en cas de défaillance du réseau entraînant la déconnexion d'unités de production d'électricité et le basculement sur leurs alimentations auxiliaires;
- 45) «capacité de démarrage autonome» ou «black-start», la capacité de redémarrage d'une unité de production d'électricité après un arrêt complet, au moyen d'une source d'électricité auxiliaire dédiée, sans aucun apport d'énergie électrique extérieure à l'installation de production d'électricité;
- 46) «organisme certificateur agréé», une entité qui délivre les attestations de conformité et les dossiers techniques pour les unités de production d'électricité, et dont l'agrément est délivré par l'affilié national de la coopération européenne pour l'accréditation (EA), établie conformément au règlement (CE) n° 765/2008 du Parlement européen et du Conseil ⁽¹⁾;
- 47) «attestation de conformité», un document délivré par un organisme certificateur agréé pour un équipement utilisé par une unité de production d'électricité, une unité de consommation, un réseau de distribution, une installation de consommation ou un système HVDC. L'attestation de conformité définit la portée de sa validité au niveau national ou à un autre niveau auquel une valeur spécifique est choisie dans la plage autorisée à l'échelon européen. Afin de remplacer certains volets spécifiques du processus de contrôle de la conformité, l'attestation de conformité peut inclure des modèles vérifiés sur la base de résultats d'essais;
- 48) «régulation du système d'excitation», un système de commande asservi qui comprend la machine synchrone et son système d'excitation;
- 49) «diagramme U-Q/Pmax», un diagramme représentant la capacité en puissance réactive d'une unité de production d'électricité ou d'une station de conversion HVDC lorsque la tension varie au point de raccordement;

(1) Règlement (CE) n° 765/2008 du Parlement européen et du Conseil du 9 juillet 2008 fixant les prescriptions relatives à l'accréditation et à la surveillance du marché pour la commercialisation des produits et abrogeant le règlement (CEE) n° 339/93 du Conseil (JO L 218 du 13.8.2008, p. 30).

- 50) «niveau minimal de fonctionnement en régime permanent», la puissance active minimale, telle que stipulée dans la convention de raccordement, ou telle que convenue entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire d'une installation de production d'électricité, à laquelle l'unité de production d'électricité peut fonctionner de manière stable pendant une durée illimitée;
- 51) «limiteur de surexcitation», un dispositif de régulation au sein du régulateur automatique de tension (AVR) qui empêche la surcharge du rotor de l'alternateur, en limitant le courant d'excitation;
- 52) «limiteur de sous-excitation», un dispositif de régulation au sein de l'AVR qui a pour but d'empêcher l'alternateur de perdre le synchronisme du fait d'une excitation insuffisante;
- 53) «régulateur automatique de tension» ou «AVR», l'équipement automatique fonctionnant en permanence qui régule la tension de sortie d'une unité de production d'électricité synchrone en comparant la tension réelle de sortie à une valeur de référence et en contrôlant la sortie de son système d'excitation;
- 54) «stabilisateur de puissance» ou «PSS», une fonctionnalité supplémentaire de l'AVR d'une unité de production d'électricité synchrone dont la fonction est d'amortir les oscillations de puissance;
- 55) «injection rapide de courant sur défaut», un courant injecté par un parc non synchrone de générateurs ou un système HVDC pendant et après une variation de tension due à un défaut électrique, afin de repérer un défaut à l'aide des systèmes de protection du réseau au stade initial du défaut, de contribuer au maintien de la tension du réseau à un stade ultérieur du défaut et de restaurer la tension du réseau après l'élimination du défaut;
- 56) «facteur de puissance», le rapport entre la valeur absolue de la puissance active et la puissance apparente;
- 57) «pente», le rapport entre la variation de la tension, rapportée à la tension de référence 1 pu, et une variation de l'injection de puissance réactive de zéro à la puissance réactive maximale, rapportée à la puissance réactive maximale;
- 58) «ouvrages de raccordement en mer», l'interconnexion complète entre un point de raccordement en mer et le réseau terrestre au point d'interface avec le réseau terrestre;
- 59) «point d'interface avec le réseau terrestre», le point auquel les ouvrages de raccordement du réseau en mer sont raccordés au réseau terrestre du gestionnaire de réseau compétent;
- 60) «fiche de collecte», un document de structure simple contenant les informations relatives à une unité de production d'électricité de type A, ou à une unité de consommation avec participation active de la demande raccordée en dessous de 1 000 volts (V), et attestant sa conformité avec les exigences applicables;
- 61) «déclaration de conformité», un document fourni au gestionnaire de réseau par le propriétaire d'une installation de production d'électricité, le propriétaire d'une installation de consommation, le gestionnaire d'un réseau de distribution ou le propriétaire d'un système HVDC, indiquant le niveau actuel de conformité avec les spécifications et exigences applicables;
- 62) «notification opérationnelle finale», une notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent à un propriétaire d'une installation de production d'électricité, un propriétaire d'une installation de consommation, un gestionnaire de réseau de distribution ou un propriétaire d'un système HVDC, qui satisfait aux spécifications et exigences applicables, l'autorisant à faire fonctionner, respectivement, une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution ou un système HVDC, en se raccordant au réseau;
- 63) «notification opérationnelle de mise sous tension», une notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent à un propriétaire d'une installation de production d'électricité, un propriétaire d'une installation de consommation, un gestionnaire de réseau de distribution ou un propriétaire d'un système HVDC avant la mise sous tension de son réseau interne;
- 64) «notification opérationnelle provisoire», une notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent à un propriétaire d'une installation de production d'électricité, un propriétaire d'une installation de consommation, un gestionnaire de réseau de distribution ou un propriétaire d'un système HVDC, l'autorisant à faire fonctionner, respectivement, une unité de production d'électricité, une installation de consommation, un réseau de distribution ou un système HVDC, en se raccordant au réseau, pour une durée limitée, et à lancer des essais de conformité afin de s'assurer du respect des spécifications et exigences applicables;
- 65) «notification opérationnelle restreinte», une notification délivrée par le gestionnaire de réseau compétent à un propriétaire d'une installation de production d'électricité, un propriétaire d'une installation de consommation, un gestionnaire de réseau de distribution ou un propriétaire d'un système HVDC ayant obtenu auparavant une notification opérationnelle finale mais qui connaît provisoirement une modification ou une perte de capacité importantes aboutissant au non-respect des spécifications et exigences applicables.

*Article 3***Champ d'application**

1. Les exigences en matière de raccordement énoncées dans le présent règlement s'appliquent aux nouvelles unités de production d'électricité qui sont considérées comme significatives en application de l'article 5, sauf disposition contraire.

Le gestionnaire de réseau compétent refuse d'autoriser le raccordement d'une unité de production d'électricité qui ne satisfait pas aux exigences énoncées dans le présent règlement et qui ne fait pas l'objet d'une dérogation accordée par l'autorité de régulation ou une autre autorité si des dispositions en ce sens s'appliquent dans un État membre, en application de l'article 60. Le gestionnaire de réseau compétent communique ce refus, au moyen d'une déclaration motivée par écrit, au propriétaire de l'installation de production d'électricité et à l'autorité de régulation, sauf spécification contraire de celle-ci.

2. Le présent règlement ne s'applique pas:

- a) aux unités de production d'électricité qui sont raccordées au réseau de transport et aux réseaux de distribution ou à des parties du réseau de transport ou des réseaux de distribution situés sur les territoires insulaires des États membres dont les réseaux ne sont pas exploités de manière synchrone avec la zone synchrone d'Europe continentale, de Grande-Bretagne, des pays nordiques, d'Irlande et d'Irlande du Nord ou de la Baltique;
- b) aux unités de production d'électricité qui ont été installées en vue de fournir une alimentation de secours et qui fonctionnent en parallèle avec le réseau pendant moins de cinq minutes par mois civil alors que le réseau est à l'état normal. Le fonctionnement en parallèle du réseau de cette unité de production d'électricité pendant des opérations de maintenance ou des essais de mise en service n'est pas compté dans le calcul des cinq minutes;
- c) aux unités de production d'électricité qui n'ont pas de point de raccordement permanent et qui sont utilisées par les gestionnaires de réseau pour fournir temporairement de la puissance en cas d'indisponibilité partielle ou totale de la capacité normale du réseau;
- d) aux dispositifs de stockage, sauf dans le cas des unités de pompage-turbinage, conformément à l'article 6, paragraphe 2.

*Article 4***Application aux unités de production d'électricité existantes**

1. Les unités de production d'électricité existantes ne sont pas soumises aux exigences du présent règlement, sauf dans les cas suivants:

- a) une unité de production d'électricité de type C ou de type D a été modifiée dans une mesure telle que la convention de raccordement la concernant doit être substantiellement modifiée, conformément à la procédure suivante:
 - i) les propriétaires d'installations de production d'électricité qui envisagent de moderniser une installation ou de remplacer des équipements de sorte que s'en trouvent affectées les capacités techniques de l'unité de production d'électricité notifient leur projet au préalable au gestionnaire de réseau compétent;
 - ii) si le gestionnaire de réseau compétent juge que l'étendue de la modernisation ou du remplacement d'équipements est telle qu'une nouvelle convention de raccordement est requise, il le notifie à l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, à l'État membre; et
 - iii) l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre décide si la convention de raccordement existante doit être révisée ou si une nouvelle convention de raccordement est requise, et détermine les exigences du présent règlement qui s'appliquent; ou
- b) une autorité de régulation ou, le cas échéant, un État membre décide de soumettre une unité de production d'électricité existante à tout ou partie des exigences du présent règlement, à la suite d'une proposition du GRT compétent, conformément aux paragraphes 3, 4 et 5.

2. Aux fins du présent règlement, une unité de production d'électricité est considérée comme existante dans les cas suivants:

- a) elle est déjà raccordée au réseau à la date d'entrée en vigueur du présent règlement; ou
- b) le propriétaire de l'installation de production d'électricité a conclu un contrat définitif et contraignant pour l'achat du composant principal de production au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité doit notifier la conclusion du contrat au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent dans un délai de trente mois après l'entrée en vigueur du présent règlement.

La notification communiquée par le propriétaire de l'installation de production d'électricité au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent indique au moins l'intitulé du contrat, la date de sa signature et la date de sa prise d'effet, et fournit les spécifications du composant principal de production qui doit être construit, assemblé ou acheté.

Un État membre peut prévoir que, dans des circonstances spécifiques, l'autorité de régulation peut déterminer si l'unité de production d'électricité est à considérer comme existante ou nouvelle.

3. À l'issue d'une consultation publique conformément à l'article 10 et afin de tenir compte de changements factuels significatifs dans les circonstances, tels que l'évolution des exigences liées au réseau, notamment du fait de la pénétration des sources d'énergie renouvelable, des réseaux intelligents, de la production décentralisée ou de la participation active de la demande, le GRT compétent peut proposer à l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, à l'État membre, d'étendre l'application du présent règlement à des unités de production d'électricité existantes.

À cet effet, une analyse quantitative des coûts et bénéfices rigoureuse et transparente est effectuée, conformément aux articles 38 et 39. Elle indique:

- a) les coûts liés à l'obligation de mise en conformité des unités de production existantes concernées avec le présent règlement;
- b) l'avantage socio-économique résultant de l'application des exigences fixées dans le présent règlement; et
- c) les éventuelles mesures alternatives susceptibles d'assurer les performances requises.

4. Avant d'effectuer l'analyse quantitative des coûts et bénéfices visée au paragraphe 3, le GRT compétent:

- a) effectue une comparaison qualitative préalable des coûts et bénéfices; et
- b) obtient l'approbation de l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, de l'État membre.

5. L'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, l'État membre statue sur l'extension de l'applicabilité du présent règlement à des unités de production d'électricité existantes dans les six mois à compter de la réception du rapport et de la recommandation du GRT compétent, conformément à l'article 38, paragraphe 4. La décision de l'autorité de régulation ou, le cas échéant, de l'État membre est publiée.

6. Le GRT compétent prend en compte les attentes légitimes des propriétaires d'installation de production d'électricité dans le cadre de l'évaluation de l'application du présent règlement à des unités de production d'électricité existantes.

7. Le GRT compétent peut évaluer la possibilité d'appliquer tout ou partie des dispositions du présent règlement à des unités de production d'électricité existantes tous les trois ans, conformément aux critères et à la procédure définis aux paragraphes 3 à 5.

Article 5

Détermination du caractère significatif

1. Les unités de production d'électricité satisfont aux exigences sur la base du niveau de tension de leur point de raccordement et de leur puissance maximale, en fonction des catégories définies au paragraphe 2.

2. Les unités de production d'électricité des catégories suivantes sont considérées comme significatives:

- a) point de raccordement en dessous de 110 kilovolts (kV) et puissance maximale de 0,8 kW ou plus (type A);
- b) point de raccordement en dessous de 110 kV et puissance maximale supérieure ou égale à un seuil proposé par chaque GRT compétent conformément à la procédure fixée au paragraphe 3 (type B). Ce seuil n'est pas supérieur aux limites applicables aux unités de production d'électricité de type B figurant dans le tableau 1;
- c) point de raccordement en dessous de 110 kV et puissance maximale supérieure ou égale à un seuil fixé par chaque GRT compétent conformément au paragraphe 3 (type C). Ce seuil n'est pas supérieur aux limites applicables aux unités de production d'électricité de type C figurant dans le tableau 1; ou
- d) point de raccordement à 110 kV ou au-dessus (type D). Une unité de production d'électricité est également de type D si son point de raccordement est en dessous de 110 kV et sa puissance maximale est supérieure ou égale à un seuil fixé conformément au paragraphe 3. Ce seuil n'est pas supérieur aux limites applicables aux unités de production d'électricité de type D figurant dans le tableau 1.

Tableau 1

Limites applicables aux seuils pour les unités de production d'électricité des types B, C et D

Zones synchrones	Limite applicable au seuil de puissance maximale à partir duquel une unité de production d'électricité est de type B	Limite applicable au seuil de puissance maximale à partir duquel une unité de production d'électricité est de type C	Limite applicable au seuil de puissance maximale à partir duquel une unité de production d'électricité est de type D
Europe continentale	1 MW	50 MW	75 MW
Grande-Bretagne	1 MW	50 MW	75 MW
Pays nordiques	1,5 MW	10 MW	30 MW
Irlande et Irlande du Nord	0,1 MW	5 MW	10 MW
Baltique	0,5 MW	10 MW	15 MW

3. Les propositions pour les seuils de puissance maximale applicables aux unités de production d'électricité des types B, C et D sont soumises à l'approbation de l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, de l'État membre. Aux fins de l'élaboration des propositions, le GRT compétent se coordonne avec les GRT adjacents et les GRD adjacents et organise une consultation publique conformément à l'article 10. Une proposition du GRT compétent visant à modifier les seuils ne peut être déposée moins de trois ans après la proposition précédente.

4. Les propriétaires d'installations de production d'électricité facilitent ce processus et communiquent toute donnée demandée par le GRT compétent.

5. Si, du fait d'une modification des seuils, une unité de production d'électricité change de type, la procédure fixée à l'article 4, paragraphe 3, concernant les unités de production d'électricité existantes s'applique avant que la conformité avec les exigences correspondant au nouveau type soit exigée.

Article 6

Application aux unités de production d'électricité, aux unités de pompage-turbinage, aux installations de production combinée de chaleur et d'électricité et aux sites industriels

1. Les unités de production d'électricité en mer raccordées au réseau interconnecté satisfont aux exigences applicables aux unités de production d'électricité terrestres, sauf si les exigences sont modifiées à cet effet par le gestionnaire de réseau compétent ou si le raccordement des parcs non synchrones de générateurs est assuré par une liaison en courant continu à haute tension ou par un réseau dont la fréquence n'est pas couplée de manière synchrone à celle du réseau principal interconnecté [par exemple selon une configuration avec un système de convertisseurs dos-à-dos (*back-to-back convertor scheme*)].

2. Les unités de pompage-turbinage satisfont à toutes les exigences applicables, aussi bien en mode production qu'en mode pompage. Le fonctionnement en compensateur synchrone des unités de pompage-turbinage n'est pas limité dans le temps par la conception technique des unités de production d'électricité. Les unités de pompage-turbinage à vitesse variable satisfont aux exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones ainsi qu'à celles énoncées à l'article 20, paragraphe 2, point b), si elles sont des types B, C ou D.

3. En ce qui concerne les unités de production d'électricité raccordées au sein de réseaux de sites industriels, les propriétaires d'installations de production d'électricité, les gestionnaires de réseau de sites industriels et les gestionnaires de réseau compétents dont le réseau est raccordé au réseau d'un site industriel ont le droit de convenir de conditions pour que lesdites unités de production d'électricité et les charges critiques, qui assurent les processus de production, se déconnectent du réseau du gestionnaire de réseau compétent. L'exercice de ce droit se fait en coordination avec le GRT compétent.

4. Sauf pour les exigences de l'article 13, paragraphes 2 et 4, ou sauf disposition contraire dans le cadre national, les exigences du présent règlement concernant la capacité à maintenir une puissance active constante ou à moduler la production de puissance active ne s'appliquent pas aux unités de production d'électricité des installations de production combinée de chaleur et d'électricité raccordées au sein de réseaux de sites industriels, lorsque tous les critères suivants sont remplis:

- a) l'objet principal desdites installations est de produire de la chaleur pour les processus de production du site industriel concerné;
- b) les productions de chaleur et d'électricité sont interdépendantes, c'est-à-dire que toute modification de la production de chaleur entraîne nécessairement une modification de la production de puissance active, et inversement;
- c) les unités de production d'électricité sont des types A, B ou C ou, dans le cas de la zone synchrone des pays nordiques, de type D, conformément à l'article 5, paragraphe 2, points a) à c).

5. Les installations de production combinée de chaleur et d'électricité sont évaluées sur la base de leur puissance électrique maximale.

Article 7

Aspects réglementaires

1. Les exigences d'application générale à établir par les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents en vertu du présent règlement sont soumises à l'approbation de l'entité désignée par l'État membre et sont publiées. L'entité désignée est l'autorité de régulation, sauf disposition contraire prise par l'État membre.

2. Pour les exigences spécifiques à un site à établir par les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents en vertu du présent règlement, les États membres peuvent exiger l'approbation par une entité désignée.

3. Aux fins de l'application du présent règlement, les États membres, les entités compétentes et les gestionnaires de réseau:

- a) appliquent les principes de proportionnalité et de non-discrimination;
- b) veillent à la transparence;
- c) appliquent le principe visant à garantir l'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées;
- d) respectent la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sûreté du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale;
- e) consultent les GRD compétents et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau;
- f) prennent en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues.

4. Dans les deux ans à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent soumet pour approbation à l'entité compétente une proposition relative aux exigences d'application générale, ou à la méthodologie utilisée pour les calculer ou les établir.

5. Lorsque le présent règlement exige que le gestionnaire de réseau compétent, le GRT compétent, le propriétaire d'une installation de production d'électricité et/ou le gestionnaire de réseau de distribution se mettent d'accord, ils s'efforcent d'y parvenir dans les six mois à compter de la soumission de la première proposition par l'une des parties aux autres parties. Si aucun accord n'est trouvé dans ce délai, chaque partie peut demander à l'autorité de régulation compétente de statuer dans un délai de six mois.

6. Les entités compétentes statuent sur les propositions d'exigences ou de méthodologies dans les six mois à compter de la réception desdites propositions.

7. Si le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent juge qu'une modification des exigences ou des méthodologies telles que visées et approuvées conformément aux paragraphes 1 et 2 est nécessaire, les exigences prévues aux paragraphes 3 à 8 s'appliquent à la modification proposée. Les gestionnaires de réseau et les GRT qui proposent une modification tiennent compte des attentes légitimes, le cas échéant, des propriétaires d'installations de production d'électricité, des fabricants d'équipements et des autres parties prenantes fondées sur les exigences ou les méthodologies initialement spécifiées ou convenues.

8. Toute partie ayant un grief à faire valoir contre un gestionnaire de réseau compétent ou un GRT compétent en relation avec les obligations qui incombent à ces derniers en vertu du présent règlement peut déposer sa plainte auprès de l'autorité de régulation qui, agissant en tant qu'autorité de règlement des litiges, prend une décision dans les deux mois à compter de la réception de la plainte. Ce délai peut être prorogé de deux mois lorsque l'autorité de régulation demande des informations complémentaires. Ce délai supplémentaire peut être prorogé une nouvelle fois moyennant l'accord du plaignant. La décision de l'autorité de régulation est contraignante, sauf appel et jusqu'à l'annulation de ladite décision.

9. Lorsque les exigences prévues en application du présent règlement sont à établir par un gestionnaire de réseau compétent qui n'est pas un GRT, les États membres peuvent prévoir qu'à sa place, le GRT est responsable de l'établissement des exigences pertinentes.

Article 8

GRT multiples

1. Lorsqu'il existe plusieurs GRT dans un État membre, le présent règlement s'applique à tous ces GRT.
2. Les États membres peuvent prévoir, dans leur réglementation nationale, que la responsabilité d'un GRT de se conformer à une seule, à certaines ou à la totalité des obligations prévues par le présent règlement est assignée à un ou à plusieurs GRT spécifiques.

Article 9

Recouvrement des coûts

1. Les coûts qui sont supportés par les gestionnaires de réseau soumis aux règles de tarification du réseau et qui découlent des obligations imposées par le présent règlement sont évalués par les autorités de régulation compétentes. Les coûts jugés raisonnables, efficaces et proportionnés sont recouverts par les tarifs de réseau ou d'autres mécanismes appropriés.
2. Si les autorités de régulation compétentes en font la demande, les gestionnaires de réseau visés au paragraphe 1 communiquent, dans un délai de trois mois à compter de la demande, les informations nécessaires pour faciliter l'évaluation des coûts encourus.

Article 10

Consultation publique

1. Les gestionnaires de réseau compétents et les GRT compétents consultent les parties prenantes, y compris les autorités compétentes de chaque État membre, sur les propositions d'extension de l'applicabilité du présent règlement aux unités de production d'électricité existantes conformément à l'article 4, paragraphe 3, pour la proposition concernant les seuils conformément à l'article 5, paragraphe 3, ainsi que sur le rapport préparé conformément à l'article 38, paragraphe 3, et sur l'analyse des coûts et bénéfices réalisée conformément à l'article 63, paragraphe 2. La durée de la consultation est d'au moins un mois.
2. Les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents prennent dûment en considération les observations des parties prenantes exprimées lors des consultations avant de soumettre le projet de proposition de seuils, le rapport ou l'analyse des coûts et bénéfices pour approbation à l'autorité de régulation ou, le cas échéant, à l'État membre. Dans tous les cas, une justification rigoureuse de la prise en compte ou non des observations des parties prenantes est communiquée et publiée en temps utile, avant ou en même temps que la publication de la proposition.

Article 11

Participation des parties prenantes

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (l'Agence), en étroite coopération avec le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité (ENTSO pour l'électricité), organise la participation des parties prenantes en ce qui concerne les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, et d'autres aspects de la mise en œuvre du présent règlement. À cet effet sont organisées, entre autres, des réunions régulières avec les parties prenantes afin de recenser les problématiques et de proposer des améliorations en lien notamment avec les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.

Article 12

Obligations en matière de confidentialité

1. Toute information confidentielle reçue, échangée ou transmise en vertu du présent règlement est soumise aux exigences de secret professionnel prévues aux paragraphes 2, 3 et 4.
2. L'obligation de secret professionnel s'applique à toutes les personnes, autorités de régulation ou entités visées par les dispositions du présent règlement.
3. Les informations confidentielles reçues par les personnes, autorités de régulation ou entités visées au paragraphe 2 dans l'exercice de leurs fonctions ne peuvent être divulguées à aucune autre personne ou autorité, sans préjudice des cas couverts par les dispositions de droit national, les autres dispositions du présent règlement ou les autres actes applicables de la législation de l'Union.
4. Sans préjudice des cas couverts par les dispositions de droit national ou du droit de l'Union, les autorités de régulation, les entités ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application du présent règlement ne peuvent les utiliser qu'aux fins de l'accomplissement de leurs obligations en application du présent règlement.

TITRE II

EXIGENCES

CHAPITRE 1

Exigences générales

Article 13

Exigences générales applicables aux unités de production d'électricité de type A

1. Les unités de production d'électricité de type A satisfont aux exigences suivantes relatives à la stabilité en fréquence:
 - a) en ce qui concerne les plages de fréquence:
 - i) une unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de fonctionner dans les plages de fréquence et les durées indiquées au tableau 2;
 - ii) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, et le propriétaire d'une installation de production d'électricité peuvent convenir de plages de fréquence plus larges, de durées de fonctionnement minimales plus longues ou d'exigences spécifiques applicables en cas d'écarts combinés de fréquence et de tension afin de garantir la meilleure utilisation des capacités techniques d'une unité de production d'électricité, si cela est nécessaire pour préserver ou rétablir la sûreté du système électrique;
 - iii) le propriétaire de l'installation de production d'électricité ne refuse pas sans raison valable d'appliquer des plages de fréquences plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues, compte tenu de leur faisabilité économique et technique;
 - b) en ce qui concerne la capacité à supporter des vitesses de variation de la fréquence, une unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de fonctionner quelle que soit la vitesse de variation de la fréquence jusqu'à une valeur fixée par le GRT compétent, sauf si la déconnexion est provoquée par le fonctionnement de la protection de découplage du réseau liée à la vitesse de variation de la fréquence. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie le réglage de la protection de découplage liée à la vitesse de variation de la fréquence.

Tableau 2

Durées minimales pendant lesquelles une unité de production d'électricité doit être capable de fonctionner sans se déconnecter du réseau à différentes fréquences s'écartant de la valeur nominale

Zone synchrone	Plage de fréquence	Durée de fonctionnement
Europe continentale	47,5 Hz – 48,5 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 30 minutes
	48,5 Hz – 49,0 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins que la durée fixée pour la plage 47,5 Hz – 48,5 Hz
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minutes

Zone synchrone	Plage de fréquence	Durée de fonctionnement
Pays nordiques	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minutes
	48,5 Hz – 49,0 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 30 minutes
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minutes
Grande-Bretagne	47,0 Hz – 47,5 Hz	20 secondes
	47,5 Hz – 48,5 Hz	90 minutes
	48,5 Hz – 49,0 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 90 minutes
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
	51,0 Hz – 51,5 Hz	90 minutes
	51,5 Hz – 52,0 Hz	15 minutes
Irlande et Irlande du Nord	47,5 Hz – 48,5 Hz	90 minutes
	48,5 Hz – 49,0 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 90 minutes
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
	51,0 Hz – 51,5 Hz	90 minutes
Baltique	47,5 Hz – 48,5 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 30 minutes
	48,5 Hz – 49,0 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins que la durée fixée pour la plage 47,5 Hz – 48,5 Hz
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Illimitée
	51,0 Hz – 51,5 Hz	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 30 minutes

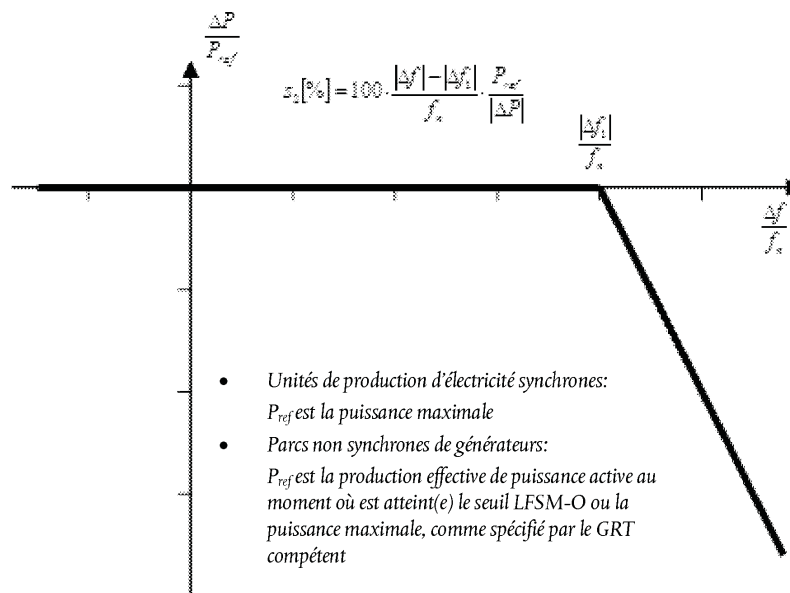
2. En ce qui concerne le mode LFSM-O, les dispositions suivantes s'appliquent, telles que déterminées par le GRT compétent pour sa zone de réglage en coordination avec les GRT de la même zone synchrone afin de faire en sorte que les retombées sur les zones voisines soient minimales:

- a) l'unité de production d'électricité est capable d'activer la réponse en puissance active aux variations de fréquence selon la figure 1 à un seuil de fréquence et à des valeurs de statisme fixés par le GRT compétent;

- b) au lieu de la capacité visée au point a), le GRT compétent peut choisir d'autoriser dans sa zone de réglage la déconnexion et la reconnexion automatiques des unités de production d'électricité de type A à des fréquences aléatoires, idéalement distribuées de manière uniforme, au-dessus d'un seuil de fréquence, tel que déterminé par le GRT compétent lorsqu'il est capable de démontrer à l'autorité de régulation compétente, et avec la coopération des propriétaires d'installations de production d'électricité, que cela a une incidence transfrontalière limitée et préserve le même niveau de sûreté opérationnelle dans tous les états du système;
- c) le seuil de fréquence est compris entre 50,2 et 50,5 Hz, ces valeurs incluses;
- d) les valeurs de statisme sont comprises entre 2 et 12 %;
- e) l'unité de production d'électricité est capable d'activer la réponse en puissance aux variations de fréquence dans un retard initial aussi court que possible. Si ce délai est supérieur à 2 secondes, le propriétaire de l'installation de production d'électricité en communique la justification au GRT compétent, avec des éléments techniques probants;
- f) le GRT compétent peut exiger que l'unité de production d'électricité, une fois atteint son niveau de régulation minimal, soit capable:
- de continuer à fonctionner à ce niveau; ou
 - de continuer à réduire la production de puissance active;
- g) l'unité de production d'électricité est capable de fonctionner de manière stable en mode LFSM-O. En mode LFSM-O, la consigne LFSM-O prévaut sur toute autre consigne de puissance active.

Figure 1

Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode LFSM-O



P_{ref} est la puissance active de référence à laquelle ΔP est liée et peut être spécifiée différemment pour les unités de production d'électricité synchrones et les parcs non synchrones de générateurs. 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 surfréquences avec Δf supérieur à Δf_1 , l'unité de production d'électricité réduit sa production de puissance active conformément au statisme S_2 .

3. L'unité de production d'électricité est capable de maintenir une production constante de puissance active à sa valeur de consigne quelles que soient les variations de fréquence, sauf lorsque la production suit les modifications spécifiées dans le contexte des paragraphes 2 et 4 du présent article ou de l'article 15, paragraphe 2, points c) et d), selon le cas.

4. Le GRT compétent fixe la réduction admissible de puissance active par rapport à la production maximale en cas de baisse de fréquence dans sa zone de réglage, sous forme d'un taux de réduction entrant dans la plage délimitée sur la figure 2 par des traits pleins:

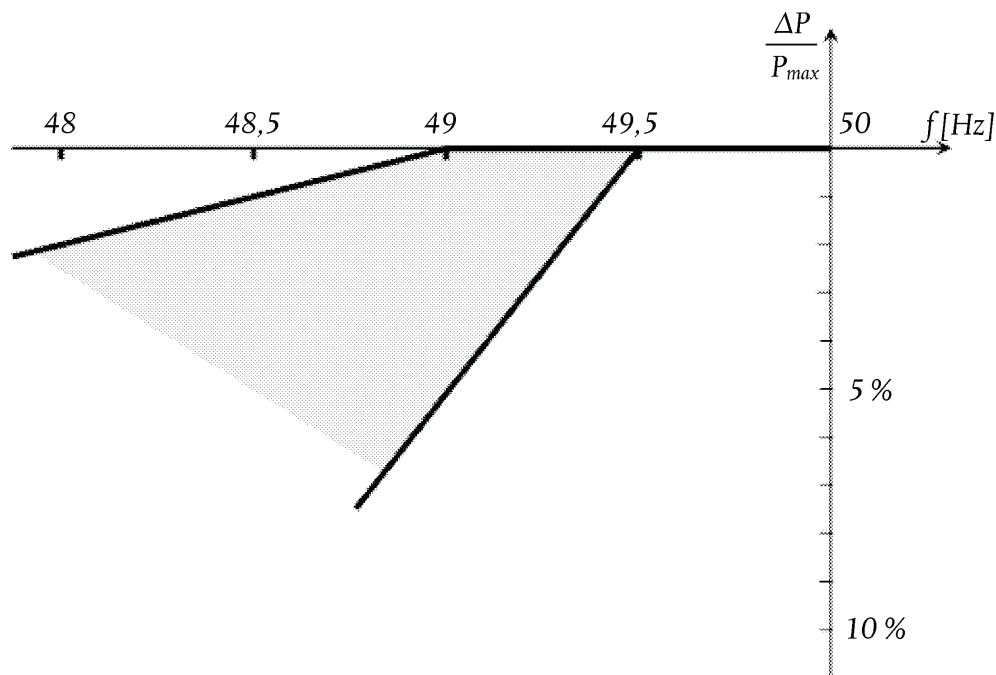
- a) en dessous de 49 Hz, taux de réduction de 2 % de la puissance maximale à 50 Hz pour 1 Hz de baisse de fréquence;
- b) en dessous de 49,5 Hz, taux de réduction de 10 % de la puissance maximale à 50 Hz pour 1 Hz de baisse de fréquence.

5. La réduction admissible de puissance active par rapport à la production maximale:

- a) spécifie clairement les conditions ambiantes applicables;
- b) tient compte des capacités techniques des unités de production d'électricité.

Figure 2

Réduction de capacité par rapport à la puissance maximale en cas de baisse de fréquence



Ce graphique représente les limites dans lesquelles la capacité peut être spécifiée par le GRT compétent.

6. L'unité de production d'électricité est équipée d'une interface logique (port d'entrée) permettant de stopper la production de puissance active dans un délai de 5 secondes après la réception d'une instruction au port d'entrée. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de spécifier des exigences visant à ce que des équipements permettent de commander ce dispositif à distance.

7. Le GRT compétent spécifie les conditions dans lesquelles une unité de production d'électricité est capable de se connecter automatiquement au réseau. Ces conditions comprennent:

- a) les plages de fréquence dans lesquelles une connexion automatique est admissible, et le délai correspondant; et
- b) la vitesse maximale admissible pour l'augmentation de la production de puissance active.

La connexion automatique est autorisée, sauf décision contraire du gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent.

Article 14

Exigences générales applicables aux unités de production d'électricité de type B

1. Les unités de production d'électricité de type B satisfont aux exigences énoncées à l'article 13, à l'exception du paragraphe 2, point b), dudit article.

2. Les unités de production d'électricité de type B satisfont aux exigences suivantes concernant la stabilité en fréquence:

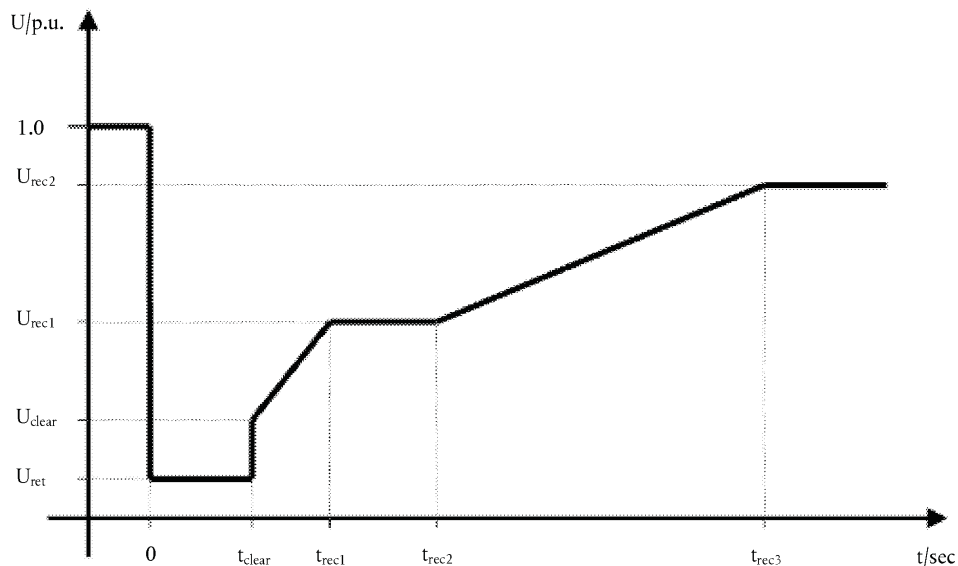
- a) afin de réguler la puissance active produite, l'unité de production d'électricité est équipée d'une interface (port d'entrée) lui permettant de réduire la puissance active qu'elle produit sur instruction reçue au port d'entrée; et
- b) le gestionnaire de réseau compétent a le droit de fixer des exigences concernant des équipements supplémentaires permettant de commander à distance la production de puissance active.

3. Les unités de production d'électricité de type B satisfont aux exigences suivantes en matière de robustesse:

- a) eu égard à la tenue aux creux de tension des unités de production d'électricité:
 - i) chaque GRT spécifie conformément à la figure 3 un gabarit de creux de tension au point de raccordement en cas de défaut, qui décrit les conditions dans lesquelles l'unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de continuer à fonctionner de manière stable après une perturbation sur le réseau électrique imputable à des défauts éliminés par les protections sur le réseau de transport;
 - ii) le gabarit de creux de tension détermine la limite inférieure des tensions entre phases au niveau de tension du point de raccordement pendant un défaut triphasé, en fonction du temps, avant, pendant et après le défaut;
 - iii) la limite inférieure visée au point ii) est fixée par le GRT compétent à l'aide des paramètres indiqués sur la figure 3 et dans les plages figurant dans les tableaux 3.1 et 3.2;
 - iv) chaque GRT spécifie et rend publiques les conditions avant et après défaut à considérer pour la tenue aux creux de tension, sur la base des éléments suivants:
 - le calcul de la puissance minimale de court-circuit avant défaut au point de raccordement,
 - les puissances active et réactive avant défaut de l'unité de production d'électricité au point de raccordement, et la tension au point de raccordement, et
 - le calcul de la puissance minimale de court-circuit après défaut au point de raccordement;
 - v) à la demande du propriétaire d'une installation de production d'électricité, le gestionnaire de réseau compétent communique les conditions avant et après défaut à considérer pour la tenue aux creux de tension, sur la base des calculs au point de raccordement, conformément au point iv), en ce qui concerne:
 - la puissance minimale de court-circuit avant défaut à chaque point de raccordement, exprimée en MVA,
 - les puissances active et réactive avant défaut de l'unité de production d'électricité au point de raccordement, et la tension au point de raccordement, et
 - la puissance minimale de court-circuit après défaut à chaque point de raccordement, exprimée en MVA;
- ou bien, le gestionnaire de réseau compétent peut fournir des valeurs génériques tirées de cas typiques.

Figure 3

Gabarit de tenue aux creux de tension d'une unité de production d'électricité



Le graphique représente la limite inférieure d'un gabarit de creux de tension au point de raccordement, exprimé sous forme du rapport de sa valeur réelle et de sa valeur de référence 1 pu avant, pendant et après un défaut. U_{ret} est la tension résiduelle au point de raccordement pendant un défaut; t_{clear} est l'instant où le défaut est éliminé. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} et t_{rec3} spécifient certains points des limites inférieures du retour de la tension après l'élimination d'un défaut.

Tableau 3.1

Paramètres aux fins de la figure 3 pour la tenue aux creux de tension des unités de production d'électricité synchrones

Paramètres de tension (pu)		Paramètres de temps (secondes)	
U_{ret} :	0,05 – 0,3	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (ou 0,14 – 0,25 si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'imposent)
U_{clear} :	0,7 – 0,9	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2} :	0,85 – 0,9 et $\geq U_{clear}$	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1,5$

Tableau 3.2

Paramètres aux fins de la figure 3 pour la tenue aux creux de tension des parcs non synchrones de générateurs

Paramètres de tension (pu)		Paramètres de temps (secondes)	
U_{ret} :	0,05 – 0,15	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (ou 0,14 – 0,25 si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'imposent)
U_{clear} :	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5 – 3,0

- vi) L'unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de continuer à fonctionner de façon stable lorsque la variation réelle des tensions entre phases au niveau de tension du réseau au point de raccordement pendant un défaut triphasé, étant donné les conditions avant et après défaut visées au paragraphe 3, points a) iv) et v), demeure au-dessus de la limite inférieure fixée au paragraphe 3, point a) ii), sauf si le système de protection contre les défauts électriques internes impose que l'unité de production d'électricité soit déconnectée du réseau. Les systèmes et réglages de protection contre les défauts électriques internes ne remettent pas en cause la tenue aux creux de tension;
 - vii) sans préjudice du paragraphe 3, point a) vi), la protection contre les sous-tensions (tenue aux creux de tension ou tension minimale spécifiée au point de raccordement) est réglée par le propriétaire de l'installation de production d'électricité conformément à la capacité technique la plus élevée possible de l'unité de production d'électricité, sauf si le gestionnaire de réseau compétent exige des réglages plus restrictifs conformément au paragraphe 5, point b). Les réglages sont justifiés par le propriétaire de l'installation de production d'électricité conformément à ce principe;
- b) les tenues aux creux de tension en cas de défauts dissymétriques sont spécifiées par chaque GRT.
4. Les unités de production d'électricité de type B satisfont aux exigences suivantes concernant la reconstitution du réseau:
- a) le GRT compétent fixe les conditions dans lesquelles une unité de production d'électricité est capable de se reconnecter au réseau après une déconnexion fortuite provoquée par une perturbation sur le réseau; et
 - b) l'installation de systèmes de reconnexion automatique est soumise à l'autorisation préalable du gestionnaire de réseau compétent et au respect des conditions de reconnexion fixées par le GRT compétent.
5. Les unités de production d'électricité de type B satisfont aux exigences suivantes concernant la gestion générale du réseau:
- a) en ce qui concerne les systèmes de contrôle-commande et les réglages y afférents:
 - i) les systèmes et les réglages des différents dispositifs de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité qui sont nécessaires pour assurer la stabilité du réseau de transport et pour agir en cas d'urgence sont coordonnés et convenus entre le GRT compétent, le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité;
 - ii) toute modification des systèmes et réglages, mentionnés au point i), des différents dispositifs de régulation de l'unité de production d'électricité sont coordonnés et convenus entre le GRT compétent, le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité, en particulier si ces systèmes et réglages s'appliquent dans les circonstances visées au paragraphe 5, point a) i);
 - b) en ce qui concerne les systèmes de protection électrique et les réglages y afférents:
 - i) le gestionnaire de réseau compétent spécifie les systèmes et les réglages nécessaires pour protéger le réseau, en tenant compte des caractéristiques de l'unité de production d'électricité. Les systèmes de protection nécessaires pour l'unité de production d'électricité et le réseau ainsi que les réglages concernant l'unité de production d'électricité sont coordonnés et convenus entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité. Les systèmes de protection et leurs réglages contre les défauts électriques internes ne remettent pas en cause la performance d'une unité de production d'électricité, conformément aux exigences énoncées dans le présent règlement;
 - ii) la protection électrique de l'unité de production d'électricité prévaut sur les commandes d'exploitation, compte tenu de la sûreté de fonctionnement du réseau ainsi que de la santé et de la sécurité du personnel et du public, tout en minimisant les éventuels dommages qui pourraient être causés à l'unité de production d'électricité;
 - iii) les systèmes de protection peuvent couvrir les aspects suivants:
 - court-circuit interne et externe,
 - charge déséquilibrée (séquence inverse),
 - surcharge du rotor et du stator,
 - sous-/surexcitation,
 - sous-/surtension au point de raccordement,
 - sous-/surtension aux bornes de l'alternateur,
 - oscillations interzones,
 - courant d'enclenchement,

- fonctionnement asynchrone (glissement de pôle),
 - protection contre les torsions inadmissibles de l'arbre (par exemple résonance hyposynchrone),
 - protection de ligne de l'unité de production d'électricité,
 - protection du transformateur,
 - secours contre les dysfonctionnements des protections et de l'organe de coupure,
 - surinduction (U/f),
 - retour de puissance,
 - vitesse de variation de la fréquence, et
 - déplacement de point neutre;
- iv) les modifications des systèmes de protection nécessaires pour l'unité de production d'électricité et pour le réseau et les modifications des réglages concernant l'unité de production d'électricité sont convenues entre le gestionnaire de réseau et le propriétaire de l'installation de production d'électricité, l'accord étant conclu avant la mise en œuvre de toute modification;
- c) le propriétaire de l'installation de production d'électricité organise ses dispositifs de protection et de contrôle-commande conformément à l'ordre de priorité (décroissant) suivant:
- i) protection du réseau et de l'unité de production d'électricité;
 - ii) inertie synthétique, le cas échéant;
 - iii) réglage de la fréquence (ajustement de la puissance active);
 - iv) limitation de la puissance; et
 - v) contrainte sur les variations de puissance;
- d) en ce qui concerne les échanges d'informations:
- i) les installations de production d'électricité sont capables d'échanger des informations avec le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent en temps réel ou périodiquement avec un horodatage, selon les spécifications du gestionnaire de réseau compétent ou du GRT compétent;
 - ii) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie le contenu des échanges d'informations, avec une liste précise des données à fournir par l'installation de production d'électricité.

Article 15

Exigences générales applicables aux unités de production d'électricité de type C

1. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences fixées aux articles 13 et 14, à l'exception de l'article 13, paragraphe 2, point b), de l'article 13, paragraphe 6, et de l'article 14, paragraphe 2.

2. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la stabilité en fréquence:

- a) en ce qui concerne la capacité de réglage et la plage de réglage de la puissance active, le système de contrôle-commande de l'unité de production d'électricité est capable d'ajuster une consigne de puissance active selon les instructions données au propriétaire de l'installation de production d'électricité par le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent.

Le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent fixe le délai dans lequel la consigne ajustée de puissance active doit être atteinte. Le GRT compétent spécifie une tolérance (liée à la disponibilité de l'énergie primaire) applicable à la nouvelle consigne et au délai pour l'atteindre;

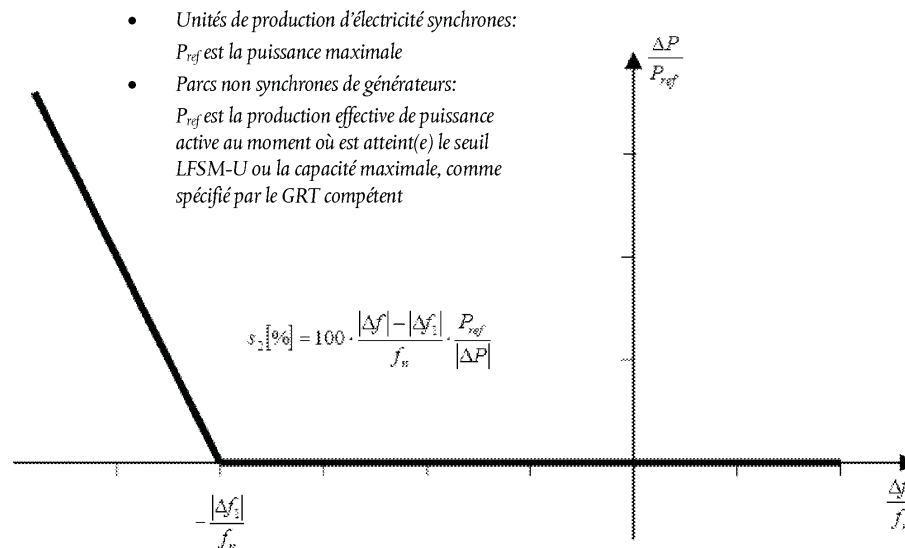
- b) des actions manuelles locales sont autorisées lorsque les dispositifs automatiques de commande à distance sont hors service.

Le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent communique à l'autorité de régulation le délai fixé pour atteindre la valeur de consigne de la puissance active, ainsi que la tolérance applicable à cette dernière;

- c) outre l'article 13, paragraphe 2, les exigences suivantes s'appliquent aux unités de production d'électricité de type C en ce qui concerne le mode LFSM-U:
- i) l'unité de production d'électricité est capable d'activer la fourniture de la réponse en puissance active aux variations de fréquence à un seuil de fréquence et à une valeur de statisme fixés comme suit par le GRT compétent, en coordination avec les GRT de la même zone synchrone:
 - le seuil de fréquence fixé par le GRT est compris entre 49,8 et 49,5 Hz, ces valeurs incluses,
 - les valeurs de statisme fixées par le GRT se situent dans la plage de 2 à 12 %.
 La représentation graphique en est donnée à la figure 4;
 - ii) la fourniture effective de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode LFSM-U tient compte:
 - des conditions ambiantes lorsque la réponse doit être déclenchée,
 - des conditions d'exploitation de l'unité de production d'électricité, en particulier des restrictions sur l'exploitation au voisinage de la puissance maximale en situation de basses fréquences et de l'incidence respective des conditions ambiantes conformément à l'article 13, paragraphes 4 et 5, et
 - de la disponibilité des sources d'énergie primaire;
 - iii) l'activation de la réponse en puissance active aux variations de fréquence par l'unité de production d'électricité n'est pas indûment retardée. Si ce retard est supérieur à 2 secondes, le propriétaire de l'installation de production d'électricité en communique la justification au GRT compétent;
 - iv) en mode LFSM-U, l'unité de production d'électricité est capable de fournir une augmentation de puissance jusqu'à sa puissance maximale;
 - v) le fonctionnement stable de l'unité de production d'électricité en mode LFSM-U est assuré.

Figure 4

Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode LFSM-U



P_{ref} est la puissance active de référence à laquelle ΔP est liée et peut être spécifiée différemment pour les unités de production d'électricité synchrones et les parcs non synchrones de générateurs. ΔP est la variation de la production 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 inférieure à Δf_1 , l'unité de production d'électricité augmente sa puissance active conformément au statisme S_2 ;

- d) outre le paragraphe 2, point c), les dispositions suivantes s'appliquent de façon cumulative en mode de sensibilité à la fréquence (mode FSM):
- i) l'unité de production d'électricité est capable de fournir une réponse en puissance active aux variations de fréquence en conformité avec les paramètres fixés par chaque GRT compétent dans les plages figurant au tableau 4. Aux fins de la fixation de ces paramètres, le GRT compétent tient compte des éléments factuels suivants:
- en cas de surfréquence, la réponse en puissance active aux variations de fréquence est limitée par le niveau de régulation minimal,
 - en cas de sous-fréquence, la réponse en puissance active aux variations de fréquence est limitée par la puissance maximale,
 - la fourniture effective de la réponse en puissance active aux variations de fréquence dépend des conditions ambiantes et d'exploitation de l'unité de production d'électricité au moment de l'activation de cette réponse, en particulier des restrictions d'exploitation au voisinage de la puissance maximale en situation de basses fréquences conformément à l'article 13, paragraphes 4 et 5, ainsi que de la disponibilité des sources d'énergie primaire.

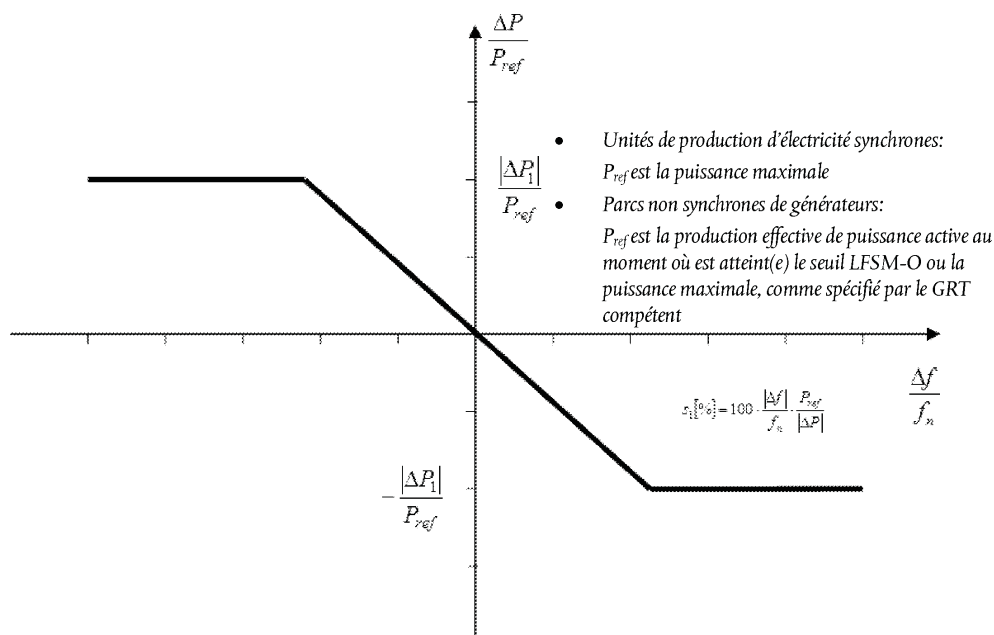
Tableau 4

**Paramètres de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en mode FSM
(explication pour la figure 5)**

Paramètres		Plages
Plage de puissance active par rapport à la puissance maximale $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		1,5 – 10 %
Insensibilité de la réponse à une variation de fréquence	$ \Delta f_i $	10 – 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 – 0,06 %
Bande morte de la réponse à une variation de fréquence		0 – 500 mHz
Statisme s_1		2 – 12 %

Figure 5

Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité en mode FSM, dans le cas d'une bande morte et d'une insensibilité nulles



P_{ref} est la puissance active de référence à laquelle ΔP est liée. ΔP est la variation de la production 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;

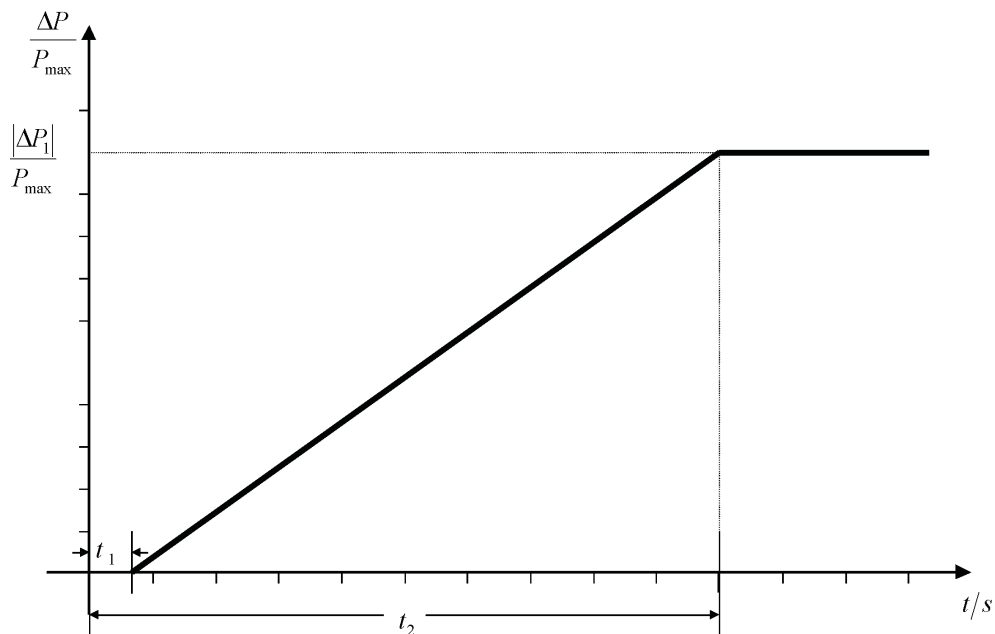
- ii) la bande morte de la réponse à une variation de fréquence, relative au réglage de la fréquence, et le statisme doivent pouvoir être redéfinis par la suite, à plusieurs reprises;
- iii) en cas d'échelon de fréquence, l'unité de production d'électricité est capable d'activer entièrement la réponse en puissance active aux variations de fréquence, sur ou au-dessus de la ligne pleine de la figure 6 conformément aux paramètres spécifiés par chaque GRT (qui visent à éviter les oscillations de puissance active pour l'unité de production d'électricité), dans les plages figurant au tableau 5. La combinaison de choix des paramètres spécifiés par le GRT tient compte des éventuelles limitations liées à la technologie;
- iv) le début de l'activation de la réponse en puissance active aux variations de fréquence requise n'est pas indûment retardé.

Si le retard dans le début de l'activation de la réponse en puissance active aux variations de fréquence est supérieur à 2 secondes, le propriétaire de l'installation de production d'électricité communique des éléments techniques justifiant la nécessité d'un délai plus long.

Pour les unités de production d'électricité sans inertie, le GRT compétent peut spécifier une durée inférieure à 2 secondes. Si le propriétaire de l'installation de production d'électricité ne peut satisfaire à cette exigence, il communique les éléments techniques probants justifiant la nécessité d'un délai plus long pour le début de l'activation de la réponse en puissance active aux variations de fréquence.

Figure 6

Capacité de réponse en puissance active aux variations de fréquence



P_{max} est la puissance maximale à laquelle ΔP est liée. ΔP est la variation de la production de puissance active de l'unité de production d'électricité. L'unité de production d'électricité fournit la production de puissance active ΔP jusqu'au point ΔP_1 conformément aux temps t_1 et t_2 , les valeurs de ΔP_1 , t_1 et t_2 étant spécifiés par le GRT compétent conformément au tableau 5; t_1 est le retard initial; t_2 est la durée nécessaire à l'activation complète.

- v) l'unité de production d'électricité est capable de fournir la pleine réponse en puissance active aux variations de fréquence durant 15 à 30 minutes selon les spécifications du GRT compétent. Dans le cadre de la fixation de cette période, le GRT prend en considération la capacité réelle d'augmentation ou de baisse de la puissance active et la source d'énergie primaire de l'unité de production d'électricité;
- vi) dans les limites de durée fixées au paragraphe 2, point d) v), le réglage de la puissance active ne doit pas avoir d'effet négatif sur la réponse en puissance active aux variations de fréquence des unités de production d'électricité;

- vii) les paramètres spécifiés par le GRT compétent conformément aux points i), ii), iii) et v) sont communiqués à l'autorité de régulation compétente. Les modalités de cette notification sont fixées conformément au cadre national de régulation applicable.

Tableau 5

Paramètres de l'activation entière de la réponse en puissance active aux variations de fréquence à la suite d'un échelon de fréquence (explication pour la figure 6)

Paramètres	Plages ou valeurs
Plage de puissance active par rapport à la puissance maximale (plage de réponse aux variations de fréquence) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1,5 – 10 %
Dans le cas des unités de production d'électricité avec inertie, retard initial maximal admissible t_1 , sauf justification contraire conformément à l'article 15, paragraphe 2, point d) iv)	2 secondes
Dans le cas des unités de production d'électricité sans inertie, retard initial maximal admissible t_1 , sauf justification contraire conformément à l'article 15, paragraphe 2, point d) iv)	Telles que fixées par le GRT compétent
Choix maximal admissible pour la durée d'activation complète t_2 , sauf autorisation de durées d'activation plus longues par le GRT compétent pour des raisons liées à la stabilité du réseau	30 secondes

- e) En ce qui concerne la restauration de la fréquence, l'unité de production d'électricité présente des fonctionnalités conformes aux spécifications du GRT compétent, en vue de restaurer la fréquence à sa valeur nominale ou de maintenir les flux d'échange d'électricité entre les zones de contrôle à leurs valeurs programmées;
- f) en ce qui concerne les déconnexions dues à des sous-fréquences, les installations de production d'électricité capables de fonctionner comme une charge, notamment les installations des unités de pompage-turbinage, sont capables de déconnecter leur consommation en cas de sous-fréquence. L'exigence visée dans le présent point ne couvre pas l'alimentation des auxiliaires;
- g) en ce qui concerne le suivi en temps réel du mode FSM:
- i) afin de suivre le déroulement de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en exploitation, l'interface de communication est équipée de façon à transmettre en temps réel et de manière sécurisée, de l'installation de production d'électricité vers le centre de conduite du réseau du gestionnaire de réseau compétent ou du GRT compétent, à la demande du gestionnaire de réseau compétent ou du GRT compétent, au moins les signaux suivants:
 - signal d'état du mode FSM (marche/arrêt),
 - production de puissance active programmée,
 - valeur réelle de la production de puissance active,
 - réglages effectifs des paramètres de la réponse en puissance active aux variations de fréquence,
 - statisme et bande morte;
 - ii) le gestionnaire de réseau compétent et le GRT compétent spécifient les signaux complémentaires à transmettre par l'installation de production d'électricité au moyen de ses dispositifs de suivi et d'enregistrement afin de vérifier l'exécution de la réponse en puissance active aux variations de fréquence fournie par les unités de production d'électricité en jeu.

3. En ce qui concerne la stabilité en tension, les unités de production d'électricité de type C sont capables de se déconnecter automatiquement lorsque la tension au point de raccordement atteint les niveaux spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent.

Les modalités et réglages de la déconnexion automatique effective des unités de production d'électricité sont spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent.

4. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la robustesse:
- a) en cas d'oscillations de puissance, les unités de production d'électricité restent stables en régime permanent en tout point de fonctionnement du diagramme de capacité P-Q;
 - b) sans préjudice de l'article 13, paragraphes 4 et 5, les unités de production d'électricité sont capables de rester connectées au réseau et de fonctionner sans réduction de puissance tant que la tension et la fréquence demeurent dans les limites fixées en application du présent règlement;
 - c) les unités de production d'électricité sont capables de rester connectées au réseau pendant les réenclenchements automatiques monophasés ou triphasés sur des lignes du réseau maillé, si ces réenclenchements sont pratiqués sur le réseau auquel lesdites unités sont connectées. Les détails de cette aptitude font l'objet d'une coordination et d'accords sur les systèmes et réglages de protection visés à l'article 14, paragraphe 5, point b).

5. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la reconstitution du réseau:

- a) en ce qui concerne la capacité de démarrage autonome (*black-start*):
 - i) elle n'est pas obligatoire, sans préjudice du droit des États membres à introduire des règles obligatoires afin d'assurer la sûreté du réseau;
 - ii) les propriétaires d'installations de production d'électricité fournissent, à la demande du GRT compétent, une offre pour la fourniture de la capacité de démarrage autonome. Le GRT compétent peut formuler une telle demande s'il estime que la sûreté du réseau est menacée du fait d'une insuffisance de capacité de démarrage autonome dans sa zone de réglage;
 - iii) une unité de production d'électricité disposant d'une capacité de démarrage autonome est capable, alors qu'elle est à l'arrêt, de démarrer sans alimentation électrique externe dans un délai fixé par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent;
 - iv) une unité de production d'électricité disposant d'une capacité de démarrage autonome est capable de se synchroniser dans les limites de fréquence fixées à l'article 13, paragraphe 1, point a), et, le cas échéant, dans les limites de tension spécifiées par le gestionnaire de réseau compétent ou à l'article 16, paragraphe 2;
 - v) une unité de production d'électricité disposant d'une capacité de démarrage autonome est capable de compenser automatiquement les baisses de tension provoquées par la connexion d'unités de consommation;
 - vi) une unité de production d'électricité disposant d'une capacité de démarrage autonome:
 - est capable de supporter la reprise de la charge par blocs de puissance,
 - est capable de fonctionner en modes LFSM-O et LFSM-U, comme spécifié au paragraphe 2, point c), du présent article et à l'article 13, paragraphe 2,
 - règle la fréquence en cas de surfréquence et de sous-fréquence, dans toute la plage de production de puissance active, entre le niveau de régulation minimal et la puissance maximale, ainsi qu'au niveau de charge correspondant à l'alimentation des auxiliaires,
 - est capable de fonctionner en parallèle avec un petit nombre d'unités de production d'électricité au sein d'un réseau séparé, et
 - règle automatiquement la tension au cours de la phase de reconstitution du réseau;
- b) en ce qui concerne la capacité à participer à un réseau séparé:
 - i) les unités de production d'électricité sont capables de participer à un réseau séparé si le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, l'exige et:
 - les limites de fréquence applicables au fonctionnement en réseau séparé sont celles fixées conformément à l'article 13, paragraphe 1, point a),
 - les limites de tension applicables au fonctionnement en réseau séparé sont celles fixées conformément à l'article 15, paragraphe 3, ou à l'article 16, paragraphe 2, selon le cas;
 - ii) les unités de production d'électricité sont capables de fonctionner en mode FSM lors du fonctionnement en réseau séparé, comme indiqué au paragraphe 2, point d).

En cas de surproduction d'électricité, les unités de production d'électricité sont capables de réduire la production de puissance active depuis un point de fonctionnement antérieur jusqu'à tout nouveau point de fonctionnement figurant à l'intérieur du diagramme de capacité P-Q. À cet égard, l'unité de production d'électricité est capable de réduire la production de puissance active autant que cela est intrinsèquement faisable techniquement, mais jusqu'à au minimum 55 % de sa puissance maximale;

- iii) la méthode de détection du passage du fonctionnement sur le réseau interconnecté à un fonctionnement en réseau séparé est convenue entre le propriétaire de l'installation de production d'électricité et le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent. La méthode de détection convenue ne s'appuie pas uniquement sur les signaux de position de l'organe de coupure du gestionnaire de réseau;
 - iv) les unités de production d'électricité sont capables de fonctionner en modes LFSM-O et LFSM-U lors du fonctionnement en réseau séparé, comme spécifié au paragraphe 2, point c), du présent article et à l'article 13, paragraphe 2;
- c) en ce qui concerne la capacité de resynchronisation rapide:
- i) si l'unité de production d'électricité se déconnecte du réseau, elle est capable de se resynchroniser rapidement conformément à la stratégie de protection convenue entre le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent et l'installation de production d'électricité;
 - 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 est conçue pour 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 repose pas uniquement sur les signaux de position de l'organe de coupure du gestionnaire de réseau;
 - iii) les unités de production d'électricité sont 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.
6. Les unités de production d'électricité de type C satisfont aux exigences suivantes concernant la gestion générale du réseau:
- a) en ce qui concerne la perte de stabilité angulaire ou la perte des régulateurs, une unité de production d'électricité est capable de se déconnecter automatiquement du réseau afin de contribuer au maintien de la sûreté du système électrique ou d'éviter d'endommager l'unité de production d'électricité. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité et le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, conviennent des critères pour la détection de la perte de stabilité angulaire ou de la perte des régulateurs;
 - b) en ce qui concerne l'instrumentation:
 - i) les installations de production d'électricité sont équipées d'un dispositif d'enregistrement des défauts et de suivi du comportement dynamique du réseau. Ce dispositif enregistre les paramètres suivants:
 - la tension,
 - la puissance active,
 - la puissance réactive, et
 - la fréquence.Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de spécifier des paramètres liés à la qualité de la fourniture, et d'imposer leur respect, à condition qu'un préavis raisonnable soit donné;
 - ii) les réglages du dispositif d'enregistrement des défauts, y compris les critères de déclenchement et les taux d'échantillonnage, sont convenus entre le propriétaire de l'installation de production d'électricité et le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent;
 - iii) le suivi du comportement dynamique du réseau se déclenche également sur oscillations, comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent, aux fins de la détection des oscillations de puissance insuffisamment amorties;
 - iv) les dispositifs de suivi de la qualité de la fourniture et du comportement dynamique du réseau permettent au propriétaire de l'installation de production d'électricité, au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent d'accéder aux informations. Les protocoles de communication des données enregistrées sont convenus entre le propriétaire de l'installation de production d'électricité, le gestionnaire de réseau compétent et le GRT compétent;

- c) en ce qui concerne les modèles de simulation:
- i) à la demande du gestionnaire de réseau compétent ou du GRT compétent, le propriétaire de l'installation de production d'électricité fournit des modèles de simulation qui représentent correctement le comportement de l'unité de production d'électricité dans des simulations en régime permanent et en régime dynamique (composante à 50 Hz) ou dans des simulations de transitoires électromagnétiques.

Le propriétaire de l'installation de production d'électricité veille à ce que les modèles fournis aient été vérifiés sur la base des résultats des essais de conformité visés aux chapitres 2, 3 et 4 du titre IV, et notifie les résultats de la vérification au gestionnaire de réseau compétent ou au GRT compétent. Les États membres peuvent imposer que cette vérification soit effectuée par un organisme certificateur agréé;
 - ii) les modèles fournis par le propriétaire de l'installation de production d'électricité comportent les sous-systèmes suivants, en fonction de l'existence de chacun des équipements:
 - alternateur et turbine,
 - régulateur de vitesse et de puissance,
 - régulateur de tension, y compris, le cas échéant, la fonction de stabilisation du système électrique (PSS) et le régulateur du système d'excitation,
 - les modèles de protection de l'unité de production d'électricité, comme convenu entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité, et
 - les modèles de convertisseur pour les parcs non synchrones de générateurs;
 - iii) la demande du gestionnaire de réseau compétent visée au point i) est coordonnée avec le GRT compétent. Elle comprend:
 - le format dans lequel les modèles doivent être fournis,
 - une documentation sur la structure du modèle, avec des schémas blocs,
 - une estimation de la puissance de court-circuit minimale et maximale au point de raccordement, exprimée en MVA, comme représentation équivalente du réseau;
 - iv) le propriétaire de l'installation de production d'électricité communique les enregistrements des performances de l'unité de production d'électricité au gestionnaire de réseau compétent ou au GRT compétent, à leur demande. Le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent peut faire une telle demande afin de comparer la réponse des modèles avec ces enregistrements;
- d) en ce qui concerne l'installation de dispositifs pour le fonctionnement du réseau ou pour la sûreté du réseau, si le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent considère qu'il est nécessaire d'installer des dispositifs supplémentaires dans une installation de production d'électricité afin de préserver ou de restaurer le fonctionnement ou la sûreté du réseau, le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité examinent cette question et conviennent d'une solution appropriée;
- e) le gestionnaire de réseau compétent fixe, en coordination avec le GRT compétent, les limites minimale et maximale du taux de variation de la puissance active (limites de rampe), aussi bien dans le sens d'une hausse que d'une baisse de la production de puissance active pour une unité de production d'électricité, compte tenu des spécificités de la source d'énergie primaire;
- f) les dispositifs de mise à la terre du point neutre du côté réseau des transformateurs élévateurs sont conformes aux spécifications du gestionnaire de réseau compétent.

Article 16

Exigences générales applicables aux unités de production d'électricité de type D

1. Outre le respect des exigences énumérées à l'article 13, à l'exception de son paragraphe 2, point b), et de ses paragraphes 6 et 7, à l'article 14, à l'exception de son paragraphe 2, et à l'article 15, à l'exception de son paragraphe 3, les unités de production d'électricité de type D sont conformes aux exigences énoncées dans le présent article.

2. Les unités de production d'électricité de type D satisfont aux exigences suivantes concernant la stabilité en tension:
- a) en ce qui concerne les plages de tension:
- i) sans préjudice de l'article 14, paragraphe 3, point a), et du paragraphe 3, point a), du présent article, une unité de production d'électricité est capable de rester connectée au réseau et de fonctionner dans les plages de la tension de réseau au point de raccordement, exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la valeur nominale de référence 1 pu, pendant les durées indiquées dans les tableaux 6.1 et 6.2;
 - ii) le GRT compétent peut fixer des durées plus courtes pendant lesquelles les unités de production d'électricité sont capables de rester connectées au réseau en cas de surtension et sous-fréquence simultanées ou de sous-tension et surfréquence simultanées;
 - iii) nonobstant les dispositions du point i), le GRT compétent en Espagne peut exiger que les unités de production d'électricité soient capables de rester connectées au réseau dans la plage de tension comprise entre 1,05 et 1,0875 pu pendant une durée illimitée;
 - iv) pour le niveau de tension de réseau 400 kV (également communément appelé «niveau 380 kV»), la valeur de référence 1 pu est 400 kV; pour les autres niveaux de la tension de réseau, la tension de référence 1 pu peut varier pour chaque gestionnaire de réseau d'une même zone synchrone;
 - v) nonobstant les dispositions du point i), les GRT compétents de la zone synchrone de la Baltique peuvent exiger que les unités de production d'électricité restent connectées au réseau 400 kV dans les limites des plages de tension et pendant les durées qui s'appliquent dans la zone synchrone de l'Europe continentale.

Tableau 6.1

Zone synchrone	Plage de tension	Durée de fonctionnement
Europe continentale	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,118 pu	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 20 minutes ni plus de 60 minutes
Pays nordiques	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutes
Grande-Bretagne	0,90 pu – 1,10 pu	Illimitée
Irlande et Irlande du Nord	0,90 pu – 1,118 pu	Illimitée
Baltique	0,85 pu – 0,90 pu	30 minutes
	0,90 pu – 1,118 pu	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minutes

Le tableau indique les durées minimales pendant lesquelles une unité de production d'électricité est capable de fonctionner à des tensions au point de raccordement s'écartant de la valeur de référence 1 pu, sans se déconnecter du réseau, la base de tension pour les valeurs pu étant comprise entre 110 et 300 kV.

Tableau 6.2

Zone synchrone	Plage de tension	Durée de fonctionnement
Europe continentale	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 20 minutes ni plus de 60 minutes
Pays nordiques	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	À spécifier par chaque GRT, mais pas plus de 60 minutes
Grande-Bretagne	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu	15 minutes
Irlande et Irlande du Nord	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
Baltique	0,88 pu – 0,90 pu	20 minutes
	0,90 pu – 1,097 pu	Illimitée
	1,097 pu – 1,15 pu	20 minutes

Le tableau indique les durées minimales pendant lesquelles une unité de production d'électricité est capable de fonctionner à des tensions au point de raccordement s'écartant de la valeur de référence 1 pu, sans se déconnecter du réseau, lorsque la base de tension pour les valeurs pu est comprise entre 300 et 400 kV;

- b) des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues peuvent être convenues entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité, en coordination avec le GRT compétent. Si des plages de tension plus larges ou des durées minimales de fonctionnement plus longues sont économiquement et techniquement faisables, le propriétaire de l'installation de production d'électricité ne rejette pas l'accord sans raison;
- c) sans préjudice du point a), le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, a le droit de spécifier des tensions au point de raccordement auxquelles une unité de production d'électricité est capable de se déconnecter automatiquement. Les modalités et réglages pour la déconnexion automatique sont convenus entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité.

3. Les unités de production d'électricité de type D satisfont aux exigences suivantes en matière de robustesse:

a) en ce qui concerne la tenue aux creux de tension:

- i) les unités de production d'électricité sont capables de rester connectées au réseau et de continuer à fonctionner de manière stable après une perturbation du réseau électrique imputable à des défauts éliminés par les protections. Cette capacité est conforme à un gabarit de creux de tension au point de raccordement pour les situations de défaut spécifié par le GRT compétent.

Le gabarit de creux de tension détermine la limite inférieure de la variation réelle des tensions entre phases au niveau de tension du réseau au point de raccordement pendant un défaut triphasé, en fonction du temps, avant, pendant et après le défaut.

Ladite limite inférieure est fixée par le GRT compétent à l'aide des paramètres présentés à la figure 3 et dans les plages figurant dans les tableaux 7.1 et 7.2 pour les unités de production d'électricité de type D raccordées au niveau 110 kV ou au-dessus.

Ladite limite inférieure est également fixée par le GRT compétent sur la base des paramètres présentés à la figure 3 et dans les plages figurant dans les tableaux 3.1 et 3.2 pour les unités de production d'électricité de type D raccordées au-dessous du niveau 110 kV;

- ii) chaque GRT spécifie les conditions avant et après défaut pour la tenue aux creux de tension visées à l'article 14, paragraphe 3), point a) iv). Les conditions avant et après défaut spécifiées pour la tenue aux creux de tension sont rendues publiques.

Tableau 7.1

Paramètres aux fins de la figure 3 pour la tenue aux creux de tension des unités de production d'électricité synchrones

Paramètres de tension (pu)		Paramètres de temps (secondes)	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 – 0,15 (ou 0,14 – 0,25 si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'imposent)
U_{clear}	0,25	T_{clear}	$t_{rec1} - 0,45$
U_{rec1}	0,5 – 0,7	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85 – 0,9	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

Tableau 7.2

Paramètres aux fins de la figure 3 pour la tenue aux creux de tension des parcs non synchrones de générateurs

Paramètres de tension (pu)		Paramètres de temps (secondes)	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 – 0,15 (ou 0,14 – 0,25 si la protection et la sûreté de fonctionnement du réseau l'imposent)
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 – 3,0

- b) À la demande d'un propriétaire d'installation de production d'électricité, le gestionnaire de réseau compétent communique les conditions avant et après défaut à prendre en compte pour la tenue aux creux de tension en tant que résultat des calculs au point de raccordement, comme spécifié à l'article 14, paragraphe 3, point a) iv), en ce qui concerne:

- i) la puissance minimale de court-circuit avant défaut à chaque point de raccordement, exprimée en MVA;
- ii) les puissances active et réactive avant défaut de l'unité de production d'électricité, au point de raccordement, et la tension au point de raccordement; et
- iii) la puissance minimale de court-circuit après défaut à chaque point de raccordement, exprimée en MVA;

- c) les tenues aux creux de tension en cas de défauts dissymétriques sont spécifiées par chaque GRT.

4. Les unités de production d'électricité de type D satisfont aux exigences suivantes concernant la gestion générale du réseau:

- a) en ce qui concerne la synchronisation, lors du démarrage d'une unité de production d'électricité, la synchronisation est assurée par le propriétaire de l'installation de production d'électricité uniquement sur autorisation du gestionnaire de réseau compétent;
- b) l'unité de production d'électricité est équipée des dispositifs de synchronisation nécessaires;

- c) la synchronisation des unités de production d'électricité est possible aux fréquences comprises dans les plages figurant dans le tableau 2;
- d) le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité conviennent des réglages des dispositifs de synchronisation à réaliser avant la mise en service de l'unité de production d'électricité. L'accord concerne:
 - i) la tension;
 - ii) la fréquence;
 - iii) la plage d'écart angulaire;
 - iv) l'ordre des composantes inverse et homopolaire;
 - v) l'écart de tension et de fréquence.

CHAPITRE 2

Exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones

Article 17

Exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type B

1. Les unités de production d'électricité synchrones de type B satisfont aux exigences énoncées à l'article 13, à l'exception du paragraphe 2, point b), de cet article, et à l'article 14.
2. Les unités de production d'électricité synchrones de type B satisfont aux exigences supplémentaires suivantes concernant la stabilité en tension:
 - a) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive, le gestionnaire de réseau compétent a le droit de spécifier la capacité d'une unité de production d'électricité synchrone à fournir/à absorber de la puissance réactive;
 - b) en ce qui concerne le système de réglage de la tension, une unité de production d'électricité synchrone est 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, sans instabilité, sur toute la plage de fonctionnement de l'unité de production d'électricité synchrone.
3. En ce qui concerne la robustesse, les unités de production d'électricité synchrones de type B sont capables d'assurer le rétablissement de la puissance active après défaut. Le GRT compétent fixe l'amplitude et le délai du rétablissement de la puissance active.

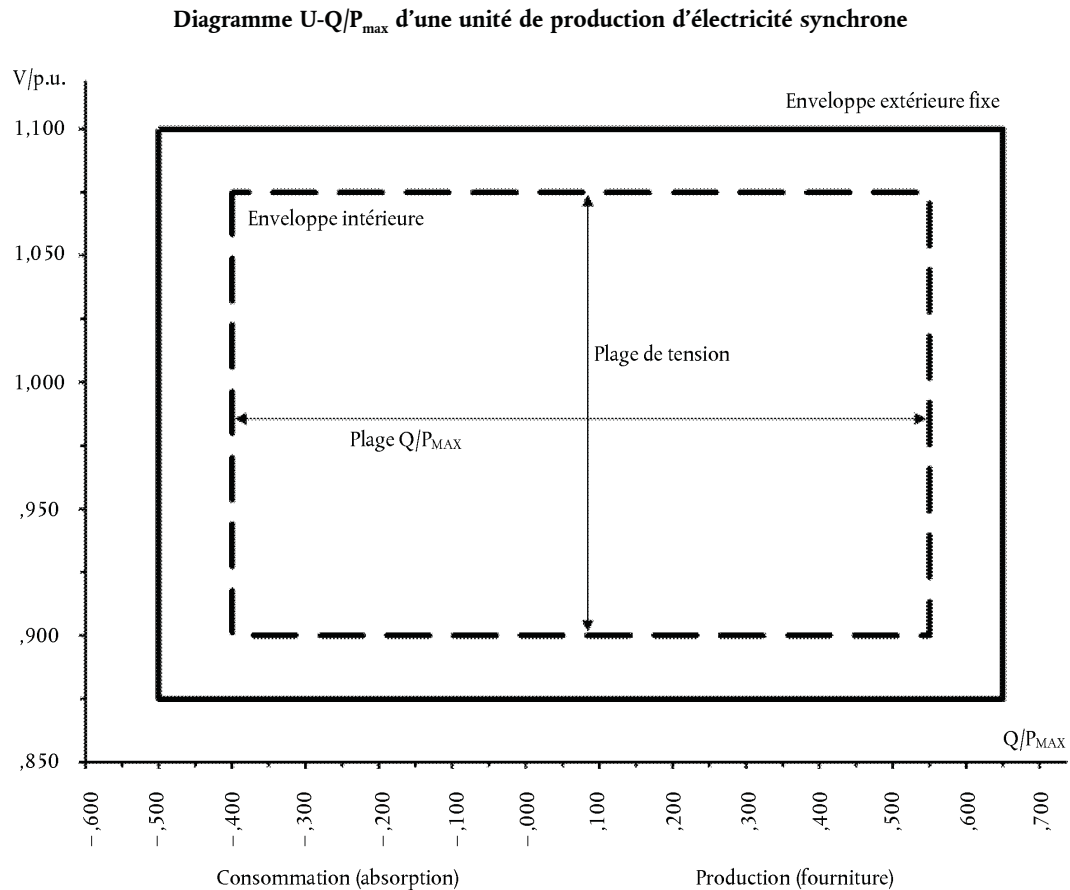
Article 18

Exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type C

1. Les unités de production d'électricité synchrones de type C satisfont aux exigences fixées aux articles 13, 14, 15 et 17, à l'exception de l'article 13, paragraphe 2, point b), de l'article 13, paragraphe 6, de l'article 14, paragraphe 2, et de l'article 17, paragraphe 2, point a).
2. Les unités de production d'électricité synchrones de type C satisfont aux exigences supplémentaires suivantes concernant la stabilité en tension:
 - a) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive, le gestionnaire de réseau compétent peut spécifier une puissance réactive supplémentaire à échanger si le point de raccordement d'une unité de production d'électricité synchrone ne se trouve ni aux bornes haute tension du transformateur élévateur situé au niveau de tension du point de raccordement, ni, en cas d'absence de transformateur élévateur, aux bornes de l'alternateur. Cette puissance réactive supplémentaire compense la puissance réactive échangée via la ligne ou le câble à haute tension entre les bornes à haute tension du transformateur élévateur de l'unité de production d'électricité synchrone ou, en l'absence de transformateur élévateur, les bornes de son alternateur, et le point de raccordement, et elle est mise à disposition par le propriétaire responsable de cette ligne ou de ce câble;
 - b) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive à la puissance maximale:
 - i) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie les exigences de capacité en puissance réactive lors de variations de tension. À cet effet, le gestionnaire de réseau compétent spécifie un diagramme $U-Q/P_{\max}$ dans les limites duquel l'unité de production d'électricité synchrone est capable de fournir ou d'absorber de la puissance réactive à sa puissance maximale. Le diagramme $U-Q/P_{\max}$ spécifié peut prendre n'importe quelle forme, compte tenu des coûts potentiels de la mise à disposition de la capacité en puissance réactive aux tensions hautes et d'absorption de puissance réactive aux tensions basses;

- ii) le diagramme $U-Q/P_{\max}$ est spécifié par le gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent, conformément aux principes suivants:
- le diagramme $U-Q/P_{\max}$ ne dépasse pas l'enveloppe des diagrammes $U-Q/P_{\max}$ possibles, représentée par l'enveloppe intérieure sur la figure 7;
 - les dimensions de l'enveloppe des diagrammes $U-Q/P_{\max}$ possibles (plage Q/P_{\max} et plage de tension) se situent dans la plage fixée pour chaque zone synchrone figurant dans le tableau 8; et
 - la position de l'enveloppe des diagrammes $U-Q/P_{\max}$ possibles se situe dans les limites de l'enveloppe extérieure fixe représentée sur la figure 7.

Figure 7



Le schéma représente les limites d'un diagramme $U-Q/P_{\max}$ par la tension au point de raccordement, exprimé par le rapport entre sa valeur réelle et la valeur de référence 1 pu, et par le rapport entre la puissance réactive (Q) et la puissance maximale (P_{\max}). La position, la taille et la forme de l'enveloppe intérieure sont indicatives.

Tableau 8

Paramètres de l'enveloppe intérieure aux fins de la figure 7

Zone synchrone	Plage maximale de Q/P_{\max}	Plage maximale de la de tension en régime permanent (pu)
Europe continentale	0,95	0,225
Pays nordiques	0,95	0,150

Zone synchrone	Plage maximale de Q/P_{\max}	Plage maximale de la de tension en régime permanent (pu)
Grande-Bretagne	0,95	0,225
Irlande et Irlande du Nord	1,08	0,218
Baltique	1,0	0,220

- iii) l'exigence concernant la capacité en puissance réactive s'applique au point de raccordement. Pour les formes de diagrammes autres que rectangulaires, la plage de tension représente la valeur la plus élevée et la valeur la plus faible. On ne s'attend donc pas à disposer de toute la plage de puissance réactive pour toute la plage des tensions en régime permanent;
- iv) l'unité de production d'électricité synchrone est capable de passer à n'importe quel point de fonctionnement à l'intérieur de son diagramme $U-Q/P_{\max}$ dans des délais appropriés afin d'atteindre les valeurs de consigne demandées par le gestionnaire de réseau compétent;
- c) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive inférieure à la puissance maximale, les unités de production d'électricité synchrones, lorsqu'elles fonctionnent à un niveau de puissance active inférieure à la puissance maximale ($P < P_{\max}$), sont capables de fonctionner en tout point de fonctionnement possible du diagramme de capacité P-Q de leur alternateur, au moins jusqu'au niveau minimal de fonctionnement en régime permanent. Même à un niveau de production de puissance active réduite, la fourniture de puissance réactive au point de raccordement correspond entièrement au diagramme de capacité P-Q de l'alternateur de l'unité de production d'électricité synchrone, compte tenu, le cas échéant, de la puissance d'alimentation des auxiliaires et des pertes de puissance active et réactive du transformateur élévateur.

Article 19

Exigences applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type D

1. Les unités de production d'électricité synchrones de type D satisfont aux exigences fixées à l'article 13, à l'exception de son paragraphe 2, point b), et de ses paragraphes 6 et 7, à l'article 14, à l'exception de son paragraphe 2, à l'article 15, à l'exception de son paragraphe 3, à l'article 16, à l'article 17, à l'exception de son paragraphe 2, et à l'article 18.
2. Les unités de production d'électricité synchrones de type D satisfont aux exigences supplémentaires suivantes concernant la stabilité en tension:
 - a) les paramètres et les réglages des composants du système de réglage de la tension sont convenus entre le propriétaire de l'installation de production d'électricité et le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent;
 - b) l'accord visé au point a) couvre les spécifications et les performances d'un AVR en ce qui concerne le réglage de la tension en régime permanent et transitoire, ainsi que les spécifications et les performances de la régulation du système d'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 peuvent 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 de stabilisation de puissance (PSS) destinée à amortir les oscillations de puissance, si la taille de l'unité de production d'électricité synchrone se situe au-dessus d'une valeur de puissance maximale fixée par le GRT compétent.

3. Le GRT compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité concluent un accord concernant les capacités techniques de l'unité de production d'électricité à contribuer à la stabilité angulaire dans les situations de défaut.

CHAPITRE 3

Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs

Article 20

Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type B

1. Les parcs non synchrones de générateurs de type B satisfont aux exigences énoncées à l'article 13, à l'exception du paragraphe 2, point b), dudit article, et à l'article 14.

2. Les parcs non synchrones de générateurs de type B satisfont aux exigences supplémentaires suivantes relatives à la stabilité en tension:

- a) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive, le gestionnaire de réseau compétent a le droit de spécifier la capacité d'un parc non synchrone de générateurs à fournir/absorber de la puissance réactive;
- b) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, a le droit de spécifier qu'un parc non synchrone de générateurs doit être capable d'injecter rapidement un courant de défaut au point de raccordement en cas de défauts symétriques (triphasés), dans les conditions suivantes:

- i) le parc non synchrone de générateurs est capable d'activer l'injection rapide de courant de défaut, soit:

- en assurant l'injection rapide de courant de défaut au point de raccordement, ou

- en mesurant les écarts de tension aux bornes de chaque unité du parc non synchrone de générateurs et en injectant rapidement un courant de défaut aux bornes de ces unités;

- ii) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie:

- de quelle manière et à quel moment un écart de tension est reconnu comme tel, ainsi que la fin de l'écart de tension,

- les caractéristiques d'une injection rapide de courant de défaut, notamment la plage de temps pour la mesure de l'écart de tension et de l'injection rapide de courant de défaut, le courant et la tension pouvant dans ce cas être mesurés selon une méthode différente de celle spécifiée à l'article 2;

- la dynamique et la précision de l'injection rapide de courant de défaut, qui peut comporter plusieurs étapes au cours d'un défaut et après son élimination;

- c) en ce qui concerne l'injection rapide de courant de défaut en cas de défauts dissymétriques (monophasés ou biphasés), le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, a le droit de spécifier une exigence concernant l'injection de courant asymétrique.

3. Les parcs non synchrones de générateurs de type B satisfont aux exigences supplémentaires suivantes en matière de robustesse:

- a) le GRT compétent spécifie le rétablissement de la puissance active après défaut que le parc non synchrone de générateurs est capable de fournir et précise:

- i) à quel moment le rétablissement de la puissance active après défaut commence, sur la base d'un critère lié à la tension;

- ii) une durée maximale admissible pour le rétablissement de la puissance active; et

- iii) l'amplitude et la précision du rétablissement de la puissance active;

- b) les spécifications sont conformes aux principes suivants:
- i) interdépendance entre les exigences en matière d'injection rapide de courant de défaut conformément au paragraphe 2, points b) et c), et le rétablissement de la puissance active;
 - ii) corrélation entre les temps de rétablissement de la puissance active et la durée des écarts de tension;
 - iii) durée maximale admissible spécifiée pour le rétablissement de la puissance active;
 - iv) adéquation entre le niveau du retour de la tension et l'amplitude minimale du rétablissement de la puissance active; et
 - v) amortissement adéquat des oscillations de puissance active.

Article 21

Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type C

1. Les parcs non synchrones de générateurs de type C satisfont aux exigences prévues à l'article 13, à l'exception de son paragraphe 2, point b), et de son paragraphe 6, à l'article 14, à l'exception de son paragraphe 2, à l'article 15 et à l'article 20, à l'exception de son paragraphe 2, point a), sauf s'il est spécifié autrement au paragraphe 3, point d) v).

2. Les parcs non synchrones de générateurs de type C satisfont aux exigences supplémentaires suivantes en ce qui concerne la stabilité en fréquence:

- a) le GRT compétent a le droit de spécifier que des parcs non synchrones de générateurs sont capables de fournir une inertie synthétique lors de variations de fréquence très rapides;
- b) le principe de fonctionnement du contrôle-commande installé pour fournir une inertie synthétique et les paramètres de performance associés sont spécifiés par le GRT compétent.

3. Les parcs non synchrones de générateurs de type C satisfont aux exigences supplémentaires suivantes en ce qui concerne la stabilité en tension:

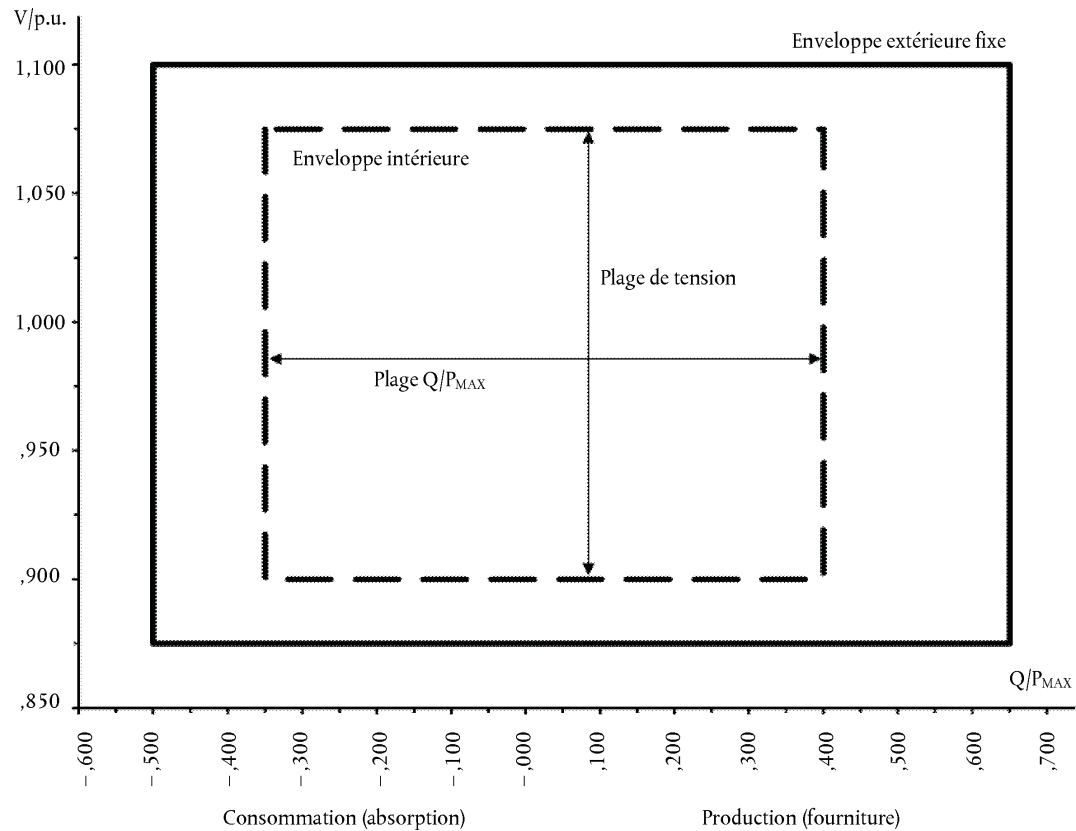
- a) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive, le gestionnaire de réseau compétent peut spécifier une puissance réactive supplémentaire à échanger si le point de raccordement d'un parc non synchrone de générateurs ne se trouve ni aux bornes à haute tension du transformateur élévateur situé au niveau de tension du point de raccordement ni, en cas d'absence de transformateur élévateur, aux bornes du convertisseur. Cette puissance réactive supplémentaire compense la puissance réactive absorbée ou produite par la ligne ou le câble à haute tension entre les bornes haute tension du transformateur élévateur du parc non synchrone de générateurs ou, en l'absence de transformateur élévateur, les bornes de son convertisseur, et le point de raccordement, et elle est mise à disposition par le propriétaire responsable de cette ligne ou de ce câble;

b) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive à la puissance maximale:

- i) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie les exigences de capacité en fourniture et en absorption de puissance réactive lors de variations de tension. À cette fin, il spécifie un diagramme $U-Q/P_{\max}$ pouvant prendre n'importe quelle forme dans les limites duquel le parc non synchrone de générateurs est capable de fournir de la puissance réactive à sa puissance maximale;
- ii) le diagramme $U-Q/P_{\max}$ est spécifié par chaque gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent, conformément aux principes suivants:

- le diagramme $U-Q/P_{\max}$ ne dépasse pas l'enveloppe des diagrammes $U-Q/P_{\max}$ possibles, représentée par l'enveloppe intérieure sur la figure 8,
- les dimensions de l'enveloppe des diagrammes $U-Q/P_{\max}$ possibles (plage Q/P_{\max} et plage de tension) se situent dans la plage fixée pour chaque zone synchrone dans le tableau 9,
- la position de l'enveloppe des diagrammes $U-Q/P_{\max}$ possibles se situe dans les limites de l'enveloppe extérieure fixe représentée sur la figure 8,
- le diagramme $U-Q/P_{\max}$ spécifié peut prendre n'importe quelle forme, compte tenu des coûts potentiels de la mise à disposition de la capacité de fourniture de puissance réactive aux tensions hautes et d'absorption de puissance réactive aux tensions basses.

Figure 8

Diagrammes U-Q/P_{max} possibles d'un parc non synchrone de générateurs

Le schéma représente les limites d'un diagramme U-Q/P_{max} par la tension au point de raccordement, exprimé par le rapport entre sa valeur réelle et sa valeur de référence 1 pu, en comparaison avec le rapport entre la puissance réactive (Q) et la puissance maximale (P_{max}). La position, la taille et la forme de l'enveloppe intérieure sont indicatives.

Tableau 9

Paramètres pour l'enveloppe intérieure représentée sur la figure 8

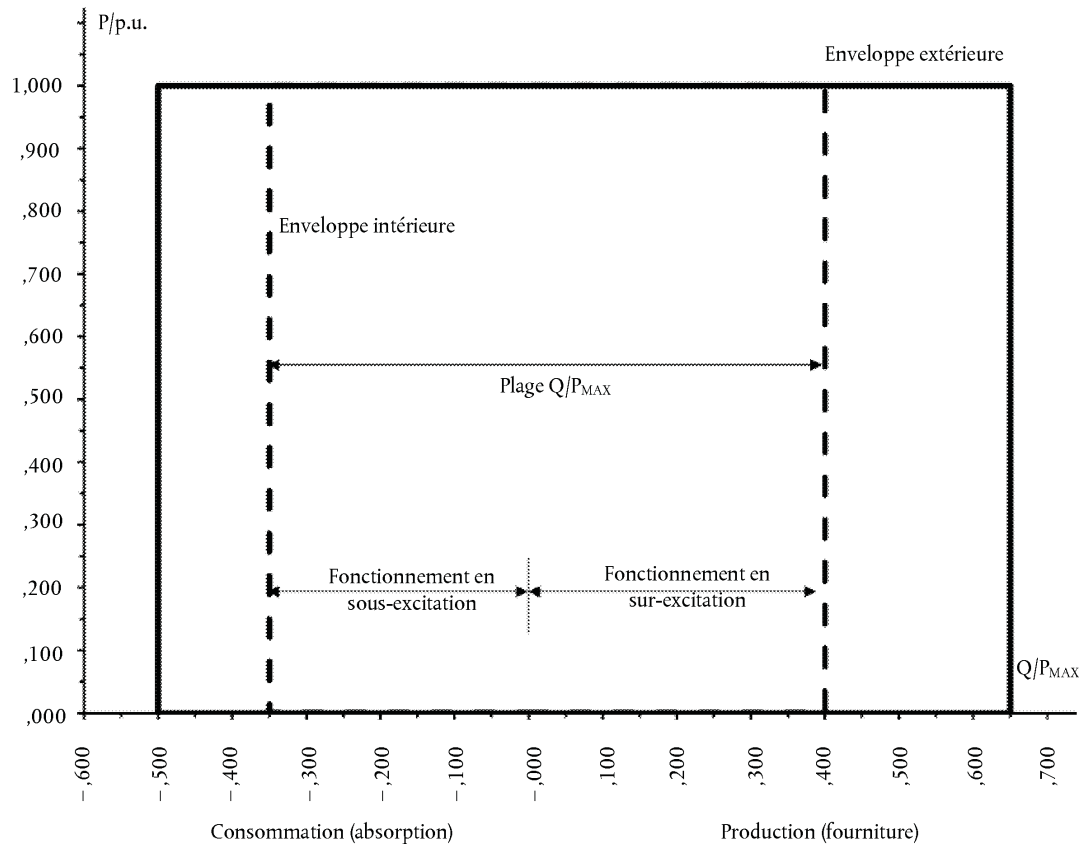
Zone synchrone	Plage maximale de Q/P _{max}	Plage maximale du niveau de tension en régime permanent (pu)
Europe continentale	0,75	0,225
Pays nordiques	0,95	0,150
Grande-Bretagne	0,66	0,225
Irlande et Irlande du Nord	0,66	0,218
Baltique	0,80	0,220

- iii) L'exigence concernant la capacité de fourniture et d'absorption de puissance réactive s'applique au point de raccordement. Pour les formes de diagrammes autres que rectangulaires, la plage de tension représente la valeur la plus élevée et la valeur la plus faible. On ne s'attend donc pas à disposer de toute la plage de puissance réactive pour toute la plage de tensions en régime permanent;

- c) en ce qui concerne la capacité en puissance réactive en dessous de la puissance maximale:
- i) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent, spécifie les exigences en matière de capacité de fourniture et d'absorption de puissance réactive et spécifie un diagramme $P-Q/P_{\max}$ qui peut prendre n'importe quelle forme dans les limites duquel le parc non synchrone de générateurs est capable de fournir de la puissance réactive en dessous de la puissance maximale;
 - ii) le diagramme $P-Q/P_{\max}$ est spécifié par chaque gestionnaire de réseau compétent en coordination avec le GRT compétent, conformément aux principes suivants:
 - le diagramme $P-Q/P_{\max}$ ne dépasse pas l'enveloppe des diagrammes $P-Q/P_{\max}$ possibles, représentée par l'enveloppe intérieure sur la figure 9,
 - la plage Q/P_{\max} de l'enveloppe des diagrammes $P-Q/P_{\max}$ possibles est spécifiée pour chaque zone synchrone dans le tableau 9,
 - la plage de puissance active de l'enveloppe des diagrammes $P-Q/P_{\max}$ possibles à la puissance réactive nulle est de 1 pu,
 - le diagramme $P-Q/P_{\max}$ peut prendre n'importe quelle forme et inclut des conditions applicables à la capacité en puissance réactive pour une puissance active nulle,
 - la position de l'enveloppe des diagrammes $P-Q/P_{\max}$ possibles se situe dans les limites de l'enveloppe extérieure fixe représentée sur la figure 9;
 - iii) lorsqu'il fonctionne à un niveau de production de puissance active inférieur à la puissance maximale ($P < P_{\max}$), le parc non synchrone de générateurs est capable de fournir de la puissance réactive à n'importe quel point de fonctionnement compris dans son diagramme $P-Q/P_{\max}$, si tous les générateurs de puissance de ce parc non synchrone de générateurs sont techniquement disponibles, c'est-à-dire qu'ils ne sont pas hors service en raison d'une maintenance ou d'une défaillance, auquel cas la capacité en puissance réactive peut être moindre, compte tenu des disponibilités techniques.

Figure 9

Diagrammes $P-Q/P_{\max}$ possibles d'un parc non synchrone de générateurs



Le schéma représente les limites d'un diagramme $P-Q/P_{\max}$ au point de raccordement imposées par la puissance active, exprimée par le rapport entre sa valeur réelle et la puissance maximale en pu, et par le rapport entre la puissance réactive (Q) et la puissance maximale (P_{\max}). La position, la taille et la forme de l'enveloppe intérieure sont indicatives;

- iv) le parc non synchrone de générateurs est capable de passer à tout point de fonctionnement dans son diagramme $P-Q/P_{\max}$ dans des délais appropriés pour atteindre les valeurs de consigne demandées par le gestionnaire de réseau compétent;
- d) en ce qui concerne les modes de réglage de la puissance réactive:
- i) le parc non synchrone de générateurs est 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;
 - ii) dans le cas du mode de réglage de la tension, le parc non synchrone de générateurs est capable de contribuer au réglage de la tension au point de raccordement en échangeant de la puissance réactive avec le réseau, avec une tension de consigne pouvant être choisie dans la plage 0,95 à 1,05 pu, avec un pas ne dépassant pas 0,01 pu et une pente située dans une plage d'au moins 2 à 7 %, avec un pas ne dépassant pas 0,5 %. La puissance réactive échangée est nulle lorsque la valeur de la tension du réseau au point de raccordement est égale à la tension de consigne;
 - iii) le point de consigne peut être appliqué avec ou sans une bande morte sélectionnable dans une plage de zéro à ± 5 % de la valeur de référence 1 pu de la tension du réseau, avec un pas ne dépassant pas 0,5 %;
 - iv) en cas de d'échelon de tension, le parc non synchrone de générateurs est capable de réaliser 90 % de la variation de la production de puissance réactive dans un temps t_1 à préciser par le gestionnaire de réseau compétent, dans une plage de 1 à 5 secondes, et il se stabilise à la valeur spécifiée par la pente dans un temps t_2 à préciser par le gestionnaire de réseau compétent, dans une plage de 5 à 60 secondes, avec une tolérance sur la puissance réactive en régime permanent ne dépassant pas 5 % de la puissance réactive maximale. Le gestionnaire de réseau compétent précise les spécifications de temps;
 - v) dans le cas du mode de réglage de la puissance réactive, le parc non synchrone de générateurs est capable de fixer la consigne de puissance réactive en tout point de la plage de puissance réactive, comme spécifié à l'article 20, paragraphe 2, point a), et à l'article 21, paragraphe 3, points a) et b), avec un pas ne dépassant pas 5 MVar ou 5 % (la valeur la plus faible des deux) de la puissance réactive maximale, et en régulant la puissance réactive au point de raccordement avec une précision de ± 5 MVar ou ± 5 % (la valeur la plus faible des deux) de la puissance réactive maximale;
 - vi) dans le cas du mode de réglage du facteur de puissance, le parc non synchrone de générateurs est capable de régler le facteur de puissance au point de raccordement dans la plage de puissance réactive requise, spécifiée par le gestionnaire de réseau compétent conformément à l'article 20, paragraphe 2, point a), ou spécifiée à l'article 21, paragraphe 3, points a) et b), avec un pas ne dépassant pas 0,01 pour la consigne du facteur de puissance. Le gestionnaire de réseau compétent spécifie la valeur de consigne du facteur de puissance, la tolérance correspondante et le délai pour l'atteindre en cas de variation brusque de la production de puissance active. La tolérance de la consigne du facteur de puissance est exprimée sous la forme de la tolérance de la puissance réactive correspondante. Cette dernière est exprimée soit en valeur absolue, soit en pourcentage de la puissance réactive maximale du parc non synchrone de générateurs;
 - vii) le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent et le propriétaire du parc non synchrone de générateurs, spécifie celui des trois modes possibles de réglage de la puissance réactive qui s'applique, avec les valeurs de consigne associées, ainsi que les autres équipements nécessaires pour pouvoir ajuster à distance la valeur de consigne applicable;
- e) en ce qui concerne la priorité à donner à la contribution en puissance active ou réactive, le GRT compétent spécifie si c'est la contribution en puissance active ou celle en puissance réactive qui est prioritaire dans le cas des défauts pour lesquels une tenue aux creux de tension est requise. Si la priorité est donnée à la contribution en puissance active, cette fourniture est établie au plus tard 150 millisecondes à compter de l'apparition du défaut;
- f) en ce qui concerne le contrôle de l'amortissement des oscillations de puissance, si le GRT compétent l'a spécifié, le parc non synchrone de générateurs est capable de contribuer à l'amortissement des oscillations de puissance. Les caractéristiques du réglage de la tension et de la puissance réactive des parcs non synchrones de générateurs ne perturbent pas l'amortissement des oscillations de puissance.

Article 22

Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type D

Les parcs non synchrones de générateurs de type D satisfont aux exigences fixées à l'article 13, à l'exception de son paragraphe 2, point b), et de ses paragraphes 6 et 7, à l'article 14, à l'exception de son paragraphe 2, à l'article 15, à l'exception de son paragraphe 3, à l'article 16, à l'article 20, à l'exception de son paragraphe 2, point a), et à l'article 21.

CHAPITRE 4

Exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs en mer

Article 23

Dispositions générales

1. Les exigences énoncées dans le présent chapitre s'appliquent au raccordement au réseau des parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif. Un parc non synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif qui ne dispose pas d'un point de raccordement en mer est considéré comme un parc non synchrone de générateurs terrestre et est soumis, par conséquent, aux exigences applicables aux parcs non synchrones de générateurs situés à terre.
2. Le point de raccordement en mer d'un parc non synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif est spécifié par le gestionnaire de réseau compétent.
3. Les parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif couverts par le présent règlement sont classés en catégories en fonction des configurations suivantes d'ouvrages de raccordement au réseau en mer:
 - a) configuration 1: raccordement en courant alternatif à un point d'interface unique avec le réseau terrestre, par lequel un ou plusieurs parcs non synchrones de générateurs en mer interconnectés en mer pour former un réseau en courant alternatif en mer sont raccordés au réseau terrestre;
 - b) configuration 2: raccordements maillés en courant alternatif, par lesquels plusieurs parcs non synchrones de générateurs en mer sont interconnectés en mer pour former un réseau en courant alternatif en mer qui est raccordé au réseau terrestre à deux ou plusieurs points d'interface avec le réseau terrestre.

Article 24

Exigences de stabilité en fréquence applicables aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif

Les exigences de stabilité en fréquence fixées respectivement à l'article 13, paragraphes 1 à 5, à l'exception de l'article 13, paragraphe 2, point b), à l'article 15, paragraphe 2, et à l'article 21, paragraphe 2, s'appliquent à tous les parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif.

Article 25

Exigences de stabilité en tension applicables aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif

1. Sans préjudice de l'article 14, paragraphe 3, point a), et de l'article 16, paragraphe 3, point a), un parc non synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif est capable de rester connecté au réseau et de fonctionner dans les plages de tension du réseau au point de raccordement, exprimée par la tension au point de raccordement rapportée à la tension de référence 1 pu, et pendant les durées indiquées dans le tableau 10.
2. Nonobstant les dispositions du paragraphe 1, le GRT compétent en Espagne peut exiger que les parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif restent connectés au réseau dans la plage de tension comprise entre 1,05 et 1,0875 pu pour une durée illimitée.
3. Nonobstant les dispositions du paragraphe 1, les GRT compétents de la zone synchrone de la Baltique peuvent exiger que les parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif restent connectés au réseau 400 kV dans la plage de tension et pendant les durées qui s'appliquent à la zone synchrone de l'Europe continentale.

Tableau 10

Zone synchrone	Plage de tension	Durée de fonctionnement
Europe continentale	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutes
	0,9 pu – 1,118 pu (*)	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu (*)	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 20 minutes ni plus de 60 minutes
	0,90 pu – 1,05 pu (**)	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu (**)	À spécifier par chaque GRT, mais pas moins de 20 minutes ni plus de 60 minutes
Pays nordiques	0,90 pu – 1,05 pu	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu (*)	60 minutes
	1,05 pu – 1,10 pu (**)	À spécifier par chaque GRT, mais pas plus de 60 minutes
Grande-Bretagne	0,90 pu – 1,10 pu (*)	Illimitée
	0,90 pu – 1,05 pu (**)	Illimitée
	1,05 pu – 1,10 pu (**)	15 minutes
Irlande et Irlande du Nord	0,90 pu – 1,10 pu	Illimitée
Baltique	0,85 pu – 0,90 pu (*)	30 minutes
	0,90 pu – 1,118 pu (*)	Illimitée
	1,118 pu – 1,15 pu (*)	20 minutes
	0,88 pu – 0,90 pu (**)	20 minutes
	0,90 pu – 1,097 pu (**)	Illimitée
	1,097 pu – 1,15 pu (**)	20 minutes

(*) La tension de base pour les valeurs pu est inférieure à 300 kV.

(**) La tension de base pour les valeurs pu est comprise entre 300 et 400 kV.

Le tableau indique la durée minimale au cours de laquelle un parc non synchrone de générateurs en mer raccordé en courant alternatif doit être en mesure de fonctionner sans se déconnecter sur différentes plages de tension s'écartant de la valeur de référence 1 pu.

4. Les exigences de stabilité en tension spécifiées respectivement à l'article 20, paragraphe 2, points b) et c), ainsi qu'à l'article 21, paragraphe 3, s'appliquent à tous les parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif.

5. La capacité en puissance réactive à la puissance maximale spécifiée à l'article 21, paragraphe 3, point b), s'applique aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif, à l'exception du tableau 9. À la place, les exigences du tableau 11 s'appliquent.

Tableau 11

Paramètres pour la figure 8

Zone synchrone	Plage maximale de Q/P_{\max}	Plage maximale du niveau de tension en régime permanent (pu)
Europe continentale	0,75	0,225
Pays nordiques	0,95	0,150
Grande-Bretagne	0 (*) 0,33 (**)	0,225
Irlande et Irlande du Nord	0,66	0,218
Baltique	0,8	0,22

(*) Au point de raccordement en mer pour la configuration 1.

(**) Au point de raccordement en mer pour la configuration 2.

*Article 26***Exigences concernant la robustesse applicables aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif**

1. Les exigences concernant la robustesse des unités de production d'électricité fixées à l'article 15, paragraphe 4, et à l'article 20, paragraphe 3, s'appliquent aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif.
2. Les exigences concernant la tenue aux creux de tension fixées à l'article 14, paragraphe 3, point a), et à l'article 16, paragraphe 3, point a), s'appliquent aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif.

*Article 27***Exigences concernant la reconstitution du réseau applicables aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif**

Les exigences concernant la reconstitution du réseau fixées respectivement à l'article 14, paragraphe 4, et à l'article 15, paragraphe 5, s'appliquent aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif.

*Article 28***Exigences concernant la gestion générale du réseau applicables aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif**

Les exigences concernant la gestion générale du réseau fixées à l'article 14, paragraphe 5, à l'article 15, paragraphe 6, et à l'article 16, paragraphe 4, s'appliquent aux parcs non synchrones de générateurs en mer raccordés en courant alternatif.

TITRE III

PROCÉDURE DE NOTIFICATION OPÉRATIONNELLE POUR LE RACCORDEMENT

CHAPITRE 1

Raccordement des nouvelles unités de production d'électricité*Article 29***Dispositions générales**

1. Le propriétaire d'une installation de production d'électricité démontre au gestionnaire de réseau compétent qu'il a respecté les exigences énoncées au titre II du présent règlement en menant à bien la procédure de notification opérationnelle pour le raccordement de chacune des unités de production d'électricité décrites aux articles 30 à 37.

2. Le gestionnaire de réseau compétent précise la procédure de notification opérationnelle et en rend les détails publics.

Article 30

Notification opérationnelle des unités de production d'électricité de type A

1. La procédure de notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouvelle unité de production d'électricité de type A consiste à soumettre une fiche de collecte. Le propriétaire d'une installation de production d'électricité veille à ce que les informations requises soient renseignées sur une fiche de collecte obtenue auprès du gestionnaire de réseau compétent et à ce qu'elles soient soumises à ce dernier. Des fiches de collecte distinctes sont fournies pour chaque unité de production d'électricité de l'installation de production d'électricité.

Le gestionnaire de réseau compétent veille à ce que les informations requises puissent être présentées par des tiers pour le compte du propriétaire de l'installation de production d'électricité.

2. Le gestionnaire de réseau compétent spécifie le contenu de la fiche de collecte, qui doit comporter au minimum les informations suivantes:

- a) l'emplacement du raccordement;
- b) la date du raccordement;
- c) la puissance maximale de l'installation en kW;
- d) le type de la source d'énergie primaire;
- e) la classification de l'unité de production d'électricité comme technologie émergente conformément au titre VI du présent règlement;
- f) la référence aux attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé et utilisées pour des équipements présents dans l'installation;
- g) pour les équipements utilisés n'ayant pas reçu d'attestation de conformité, les informations à fournir selon les instructions données par le gestionnaire de réseau compétent; et
- h) les coordonnées du propriétaire de l'installation de production d'électricité et de l'installateur et leurs signatures.

3. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité veille à ce que le gestionnaire de réseau compétent ou l'autorité compétente de l'État membre reçoive une notification de la mise à l'arrêt définitif d'une unité de production d'électricité conformément à la législation nationale.

Le gestionnaire de réseau compétent veille à ce que ladite notification puisse être soumise par des tiers, y compris par des agrégateurs.

Article 31

Notification opérationnelle des unités de production d'électricité de type B, C et D

La procédure de notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouvelle unité de production d'électricité de type B, C et D autorise l'utilisation des attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé.

Article 32

Procédure applicable aux unités de production d'électricité de type B et C

1. Aux fins de l'obtention de la notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouvelle unité de production d'électricité de type B et C, un dossier technique pour unité de production d'électricité («PGMD»), accompagné d'une déclaration de conformité, est fourni par le propriétaire de l'installation de production d'électricité au gestionnaire de réseau compétent.

Un dossier technique distinct et indépendant est fourni pour chaque unité de production d'électricité de l'installation de production d'électricité.

2. Le format du dossier technique pour unité de production d'électricité et les informations à y faire figurer sont spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit d'exiger du propriétaire de l'installation de production d'électricité qu'il inclue les éléments suivants dans le dossier technique pour unité de production d'électricité:

- a) la preuve que les réglages de protection et de contrôle-commande applicables au point de raccordement ont fait l'objet d'un accord entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité;
- b) une déclaration de conformité détaillée;

- c) les données techniques détaillées concernant l'unité de production d'électricité pertinentes pour le raccordement au réseau comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent;
 - d) les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé pour les unités de production d'électricité, lorsqu'elles constituent un élément attestant la conformité;
 - e) pour les unités de production d'électricité de type C, les modèles de simulation conformément à l'article 15, paragraphe 6, point c);
 - f) les rapports des essais de conformité démontrant les performances en régime permanent et en régime dynamique, conformément aux chapitres 2, 3 et 4 du titre IV, incluant l'utilisation des valeurs réelles mesurées durant les essais, selon le niveau de détail requis par le gestionnaire de réseau compétent;
 - g) des études démontrant les performances en régime permanent et dynamique, conformément aux chapitres 5, 6 ou 7 du titre IV, selon le niveau de détail requis par le gestionnaire de réseau compétent.
3. Le gestionnaire de réseau compétent, lorsqu'il considère comme complet et satisfaisant le dossier technique d'une unité de production d'électricité, délivre une notification opérationnelle finale au propriétaire de l'installation de production d'électricité.
4. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité notifie au gestionnaire de réseau compétent ou à l'autorité compétente de l'État membre la mise à l'arrêt définitif d'une unité de production d'électricité conformément à la législation nationale.
5. Lorsque c'est applicable, le gestionnaire de réseau compétent veille à ce que la mise en service et la mise à l'arrêt des unités de production d'électricité de type B et C puissent être notifiées par voie électronique.
6. Les États membres peuvent prévoir que le dossier technique pour unité de production d'électricité soit délivré par un organisme certificateur agréé.

Article 33

Procédure applicable aux unités de production d'électricité de type D

La procédure de notification opérationnelle pour le raccordement de chaque nouvelle unité de production d'électricité de type D comprend les éléments suivants:

- a) la notification opérationnelle de mise sous tension;
- b) la notification opérationnelle provisoire;
- c) la notification opérationnelle finale.

Article 34

Notification opérationnelle de mise sous tension pour les unités de production d'électricité de type D

1. Une notification opérationnelle de mise sous tension autorise le propriétaire d'une installation de production d'électricité à mettre sous tension son réseau interne et les auxiliaires des unités de production d'électricité en utilisant les ouvrages de raccordement au réseau spécifiés pour le point de raccordement.
2. Le gestionnaire de réseau compétent délivre la notification opérationnelle de mise sous tension si les étapes préparatoires sont menées à bien, y compris l'accord entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité concernant les réglages de protection et de contrôle-commande applicables au point de raccordement.

Article 35

Notification opérationnelle provisoire pour les unités de production d'électricité de type D

1. Une notification opérationnelle provisoire donne le droit au propriétaire d'une installation de production d'électricité de faire fonctionner l'unité de production d'électricité et de produire de la puissance en utilisant le raccordement au réseau pour une durée limitée.
2. Le gestionnaire de réseau compétent délivre la notification opérationnelle provisoire pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études, comme prévu par le présent article.
3. En ce qui concerne l'examen des données et des études, le gestionnaire de réseau compétent a le droit de demander que le propriétaire de l'installation de production d'électricité fournisse les éléments suivants:
 - a) une déclaration de conformité détaillée;
 - b) les données techniques détaillées concernant l'unité de production d'électricité utiles pour les ouvrages de raccordement au réseau comme spécifié par le gestionnaire de réseau compétent;

- c) les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé pour les unités de production d'électricité, lorsqu'elles constituent un élément attestant la conformité;
- d) les modèles de simulation, tels que spécifiés à l'article 15, paragraphe 6, point c), demandés par le gestionnaire de réseau compétent;
- e) les études démontrant les performances en régime permanent et dynamique, comme prévu aux chapitres 5, 6 ou 7 du titre IV; et
- f) les détails des essais de conformité envisagés, conformément aux chapitres 2, 3 et 4 du titre IV.

4. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité peut conserver le statut de notification opérationnelle provisoire pour une durée de vingt-quatre mois au maximum. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de spécifier une durée de validité plus courte pour la notification opérationnelle provisoire. Une prolongation de la notification opérationnelle provisoire n'est accordée que si le propriétaire de l'installation de production d'électricité a bien progressé dans ses démarches visant à la pleine satisfaction des exigences. Les questions en suspens sont clairement recensées au moment de la demande d'extension.

5. Une prolongation de la durée pendant laquelle le propriétaire de l'installation d'électricité peut conserver le statut de notification opérationnelle provisoire, au-delà de la durée fixée au paragraphe 4, peut être accordée si une demande de dérogation est soumise au gestionnaire de réseau compétent avant l'expiration de cette durée conformément à la procédure de dérogation prévue à l'article 60.

Article 36

Notification opérationnelle finale pour les unités de production d'électricité de type D

1. Une notification opérationnelle finale donne le droit au propriétaire d'une installation de production d'électricité de faire fonctionner une unité de production d'électricité en utilisant le raccordement au réseau.
2. Le gestionnaire de réseau compétent délivre la notification opérationnelle finale, après élimination de toutes les incompatibilités recensées dans le cadre de la notification opérationnelle provisoire, et pour autant que soit achevée la procédure d'examen des données et des études conformément au présent article.
3. Aux fins de l'examen des données et des études, le propriétaire de l'installation de production d'électricité soumet les éléments suivants au gestionnaire de réseau compétent:
 - a) une déclaration de conformité détaillée; et
 - b) une mise à jour des données techniques applicables, des modèles de simulation et des études visés à l'article 35, paragraphe 3, points b), d) et e), y compris l'utilisation des valeurs réelles mesurées durant les essais.
4. Si une incompatibilité est recensée en lien avec la délivrance de la notification opérationnelle finale, une dérogation peut être accordée sur demande adressée au gestionnaire de réseau compétent, conformément à la procédure de dérogation décrite au titre V. La notification opérationnelle finale est délivrée par le gestionnaire de réseau compétent si l'unité de production d'électricité est conforme aux dispositions de la dérogation.

Lorsqu'une demande de dérogation est rejetée, le gestionnaire de réseau compétent a le droit de refuser d'autoriser le fonctionnement de l'unité de production d'électricité jusqu'à ce que le propriétaire de l'installation de production d'électricité et lui-même éliminent l'incompatibilité, et une fois que le gestionnaire de réseau compétent considère que l'unité de production d'électricité est conforme aux dispositions du présent règlement.

Si le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité n'éliminent pas l'incompatibilité dans un délai raisonnable et, en tout état de cause, au plus tard six mois après la notification du refus de la demande de dérogation, chaque partie peut soumettre le cas pour décision à l'autorité de régulation.

Article 37

Notification opérationnelle restreinte pour les unités de production d'électricité de type D

1. Le propriétaire d'une installation de production d'électricité ayant reçu une notification opérationnelle finale informe immédiatement le gestionnaire de réseau compétent si les circonstances suivantes se présentent:
 - a) l'installation subit temporairement une modification ou une perte de capacité significatives dégradant ses performances;
 - b) la défaillance d'un équipement entraîne une non-conformité avec certaines exigences applicables.

2. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité demande une notification opérationnelle restreinte au gestionnaire de réseau compétent s'il s'attend raisonnablement à ce que les circonstances décrites au paragraphe 1 durent plus de trois mois.
3. Le gestionnaire de réseau compétent délivre une notification opérationnelle restreinte dans laquelle les informations suivantes sont clairement identifiables:
 - a) les questions en suspens qui justifient l'octroi de la notification opérationnelle restreinte;
 - b) les responsabilités et les échéances concernant la solution escomptée;
 - c) la durée maximale de validité, qui est de douze mois maximum. La période initiale accordée peut être plus courte, avec possibilité de prolongation, s'il peut être démontré, à la satisfaction du gestionnaire de réseau compétent, que des progrès substantiels ont été accomplis vers la pleine satisfaction des exigences.
4. La notification opérationnelle finale est suspendue durant la période de validité de la notification opérationnelle restreinte en ce qui concerne les éléments pour lesquels la notification opérationnelle restreinte a été délivrée.
5. Une nouvelle prolongation de la durée de validité de la notification opérationnelle restreinte peut être accordée sur la base d'une demande de dérogation présentée au gestionnaire de réseau compétent avant l'expiration de cette période, en conformité avec la procédure de dérogation décrite au titre V.
6. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de refuser d'autoriser le fonctionnement de l'unité de production d'électricité lorsque la notification opérationnelle restreinte cesse d'être valide. Dans ce cas, la notification opérationnelle finale perd automatiquement sa validité.
7. Si le gestionnaire de réseau compétent n'accorde pas de prolongation de la durée de validité de la notification opérationnelle restreinte conformément au paragraphe 5, ou s'il refuse d'autoriser le fonctionnement de l'unité de production d'électricité lorsque la notification opérationnelle restreinte cesse d'être valide conformément au paragraphe 6, le propriétaire de l'installation de production d'électricité peut soumettre le cas pour décision à l'autorité de régulation, dans un délai de six mois à compter de la notification de la décision du gestionnaire de réseau compétent.

CHAPITRE 2

Analyse des coûts et bénéfices

Article 38

Détermination des coûts et bénéfices de l'application des exigences à des unités de production d'électricité existantes

1. Préalablement à l'application de toute exigence énoncée dans le présent règlement à des unités de production d'électricité existantes conformément à l'article 4, paragraphe 3, le GRT compétent procède à une comparaison qualitative des coûts et bénéfices associés à l'exigence considérée. Cette comparaison tient compte des autres solutions disponibles fondées sur le réseau ou sur le marché. Le GRT compétent ne peut réaliser une analyse quantitative des coûts et bénéfices en application des paragraphes 2 à 5 que si la comparaison qualitative indique que les bénéfices escomptés dépassent les coûts probables. Si, par contre, le coût est jugé élevé ou le bénéfice faible, le GRT compétent ne poursuit pas la procédure.
2. À l'issue de l'étape préparatoire suivie conformément au paragraphe 1, le GRT compétent effectue une analyse quantitative des coûts et bénéfices de toute exigence examinée en vue de son application aux unités de production d'électricité existantes pour lesquelles ont été démontrés des avantages potentiels à l'issue de la phase préparatoire conformément au paragraphe 1.
3. Dans les trois mois à compter de l'achèvement de l'analyse des coûts et bénéfices, le GRT compétent synthétise les conclusions dans un rapport qui:
 - a) comporte l'analyse des coûts et bénéfices et une recommandation sur la manière de procéder;
 - b) formule une proposition relative à une période transitoire pour l'application de l'exigence à des unités de production d'électricité existantes. Cette période transitoire n'excède pas deux ans à compter de la date de la décision de l'autorité de régulation ou, le cas échéant, de l'État membre, concernant l'applicabilité de l'exigence;
 - c) est soumis à consultation publique conformément à l'article 10.

4. Au plus tard six mois après la clôture de la consultation publique, le GRT compétent prépare un rapport expliquant les résultats de la consultation et formulant une proposition sur l'applicabilité de l'exigence examinée à des unités de production d'électricité existantes. Le rapport et la proposition sont notifiés à l'autorité de régulation ou, le cas échéant, à l'État membre; le propriétaire de l'installation de production d'électricité ou, le cas échéant, un tiers, est informé de leur contenu.

5. La proposition formulée par le GRT compétent à l'autorité de régulation ou, le cas échéant, à l'État membre, en application du paragraphe 4, comporte les éléments suivants:

- a) une procédure de notification opérationnelle pour la démonstration de la mise en œuvre des exigences par le propriétaire de l'installation de production d'électricité existante;
- b) une période transitoire pour la mise en œuvre des exigences, qui tienne compte de la catégorie de l'unité de production d'électricité telle que spécifiée à l'article 5, paragraphe 2, et à l'article 23, paragraphe 3, et de tout obstacle sous-jacent à la mise en œuvre efficace de la modification/remise en état des équipements.

Article 39

Principes applicables à l'analyse des coûts et bénéfices

1. Les propriétaires d'installations de production d'électricité et les GRD, y compris les GRFD, aident et contribuent à l'analyse des coûts et bénéfices réalisée conformément aux articles 38 et 63 et fournissent les données nécessaires telles que demandées par le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent dans un délai de trois mois à compter de la réception de la demande, sauf accord contraire du GRT compétent. Le GRT et le GRD compétents, y compris le GRFD, apportent leur aide et leur contribution à toute analyse des coûts et bénéfices préparée par un propriétaire ou propriétaire potentiel d'installation de production d'électricité qui évalue la possibilité d'une dérogation en vertu de l'article 62, et fournissent les données nécessaires telles que demandées par ledit propriétaire ou propriétaire potentiel dans un délai de trois mois à compter de la réception de la demande, sauf accord contraire dudit propriétaire ou propriétaire potentiel.

2. L'analyse des coûts et bénéfices satisfait aux principes suivants:

- a) le GRT compétent, le gestionnaire de réseau compétent ou le propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité fonde son analyse des coûts et bénéfices sur un ou plusieurs des principes de calcul suivants:
 - i) la valeur actuelle nette;
 - ii) le retour sur investissement;
 - iii) le taux de rendement;
 - iv) le délai nécessaire pour atteindre le point d'équilibre;
- b) le GRT compétent, le gestionnaire de réseau compétent ou le propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité quantifie également les avantages socio-économiques en termes d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et inclut au minimum les éléments suivants:
 - i) la diminution associée de la probabilité de perte d'approvisionnement pendant toute la durée d'application de la modification;
 - ii) l'ampleur et la durée probables de ladite perte d'approvisionnement;
 - iii) le coût horaire sociétal de ladite perte d'approvisionnement;
- c) le GRT compétent, le gestionnaire de réseau compétent ou le propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité quantifie les avantages pour le marché intérieur de l'électricité, les échanges transfrontaliers et l'intégration des énergies renouvelables, en incluant au minimum les éléments suivants:
 - i) la réponse en puissance active aux variations de fréquence;
 - ii) les réserves d'équilibrage;

- iii) la fourniture ou l'absorption de puissance réactive;
 - iv) la gestion des congestions;
 - v) les mesures de défense;
- d) le GRT compétent quantifie le coût de l'application des règles requises aux unités de production d'électricité existantes, en incluant au minimum:
- i) les coûts directs de la mise en œuvre d'une exigence;
 - ii) les coûts associés aux pertes d'opportunité correspondantes;
 - iii) les coûts associés aux changements entraînés sur le plan de la maintenance et de l'exploitation.

TITRE IV

CONFORMITÉ

CHAPITRE 1

Contrôle de la conformité

Article 40

Responsabilité du propriétaire d'une installation de production d'électricité

1. Le propriétaire d'une installation de production d'électricité veille à ce que chaque unité de production d'électricité soit conforme aux exigences applicables en vertu du présent règlement pendant toute la durée de vie de l'installation. Pour les unités de production d'électricité de type A, il peut s'appuyer sur les attestations de conformité délivrées en vertu du règlement (CE) n° 765/2008.
2. Le propriétaire d'une installation de production d'électricité notifie au gestionnaire de réseau compétent toute modification prévue des capacités techniques d'une unité de production d'électricité qui pourrait affecter sa conformité avec les exigences applicables en vertu du présent règlement, avant de procéder à cette modification.
3. Le propriétaire d'une installation de production d'électricité notifie au gestionnaire de réseau compétent tout incident ou toute défaillance d'exploitation d'une unité de production d'électricité affectant la conformité de cette dernière avec les exigences du présent règlement, sans délai indu, après la survenue de ces incidents.
4. Le propriétaire d'une installation de production d'électricité notifie au gestionnaire de réseau compétent les programmes et les procédures prévus pour les essais à suivre aux fins de la vérification de la conformité d'une unité de production d'électricité avec les exigences du présent règlement, en temps utile et avant le lancement des essais. Le gestionnaire de réseau compétent approuve à l'avance les programmes et les procédures prévus pour les essais. Il communique en temps utile son approbation et n'oppose pas de refus injustifié.
5. Le gestionnaire de réseau compétent peut participer à ces essais et enregistrer les performances des unités de production d'électricité.

Article 41

Missions du gestionnaire de réseau compétent

1. Le gestionnaire de réseau compétent évalue la conformité d'une unité de production d'électricité avec les exigences applicables en vertu du présent règlement, pendant toute la durée de vie de l'installation de production d'électricité. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité est informé du résultat de cette évaluation.

Pour les unités de production d'électricité de type A, le gestionnaire de réseau compétent peut s'appuyer sur les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé pour cette évaluation.

2. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de demander au propriétaire de l'installation de production d'électricité de réaliser des essais et des simulations de conformité en fonction d'un plan ou d'une procédure générale récurrents ou après toute défaillance, toute modification ou tout remplacement de tout équipement susceptible d'affecter la conformité de l'unité de production d'électricité avec les exigences du présent règlement.

Le propriétaire de l'installation de production d'électricité est informé du résultat de ces essais et simulations de conformité.

3. Le gestionnaire de réseau compétent rend publique une liste des informations et des documents à fournir et des exigences à respecter par le propriétaire de l'installation de production d'électricité dans le cadre de la procédure de contrôle de la conformité. Cette liste couvre au moins les informations, documents et exigences ci-dessous:

- a) tous les documents et attestations à fournir par le propriétaire de l'installation de production d'électricité;
- b) les détails des données techniques relatives à l'unité de production d'électricité pertinents pour le raccordement au réseau;
- c) les exigences applicables aux modèles utilisés dans les études de réseau en régime permanent et en régime dynamique;
- d) le calendrier pour la fourniture des données relatives au réseau nécessaires à la réalisation des études;
- e) les études réalisées par le propriétaire de l'installation de production d'électricité pour démontrer les performances en régime permanent et en régime dynamique attendues conformément aux exigences établies aux chapitres 5 et 6 du titre IV;
- f) les conditions et les procédures, y compris le champ d'application, pour l'enregistrement des attestations de conformité; et
- g) les conditions et les procédures pour l'utilisation, par le propriétaire de l'installation de production d'électricité, des attestations de conformité pertinentes délivrées par un organisme certificateur agréé.

4. Le gestionnaire de réseau compétent rend public le partage des responsabilités entre le propriétaire de l'installation de production d'électricité et le gestionnaire de réseau en matière d'essais, de simulations et de contrôle visant à démontrer la conformité.

5. Le gestionnaire de réseau compétent peut déléguer tout ou partie de la réalisation de sa mission de contrôle de la conformité à des tiers. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau compétent continue de garantir la conformité avec l'article 12, y compris sous la forme d'engagements de confidentialité avec le délégataire.

6. Si les essais de conformité ou les simulations visant à démontrer la conformité ne peuvent pas être mis en œuvre comme convenu entre le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité pour des raisons imputables au gestionnaire de réseau compétent, ce dernier ne peut refuser sans motif la notification opérationnelle visée au titre III.

Article 42

Dispositions communes pour les essais de conformité

1. Les essais des performances des unités de production d'électricité individuelles au sein d'une installation de production d'électricité visent à démontrer le respect des exigences du présent règlement.

2. Nonobstant les exigences minimales pour les essais de conformité énoncées dans le présent règlement, le gestionnaire de réseau compétent est habilité à:

- a) permettre au propriétaire de l'installation de production d'électricité d'effectuer une série d'essais différents, pour autant que ces essais soient efficaces et suffisants pour démontrer qu'une unité de production d'électricité est conforme aux exigences du présent règlement;
- b) exiger du propriétaire de l'installation de production d'électricité qu'il effectue des séries d'essais supplémentaires ou différents dans les cas où les informations fournies au gestionnaire de réseau compétent en lien avec les essais de conformité en application des chapitres 2, 3 ou 4 du titre IV ne suffisent pas à démontrer la conformité avec les exigences du présent règlement; et
- c) exiger du propriétaire de l'installation de production d'électricité qu'il effectue les essais appropriés pour démontrer la performance d'une unité de production d'électricité lorsqu'elle fonctionne avec des combustibles de substitution ou des mélanges de combustibles. Le gestionnaire de réseau compétent et le propriétaire de l'installation de production d'électricité s'accordent sur les types de combustible à soumettre à essai.

3. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité est responsable de la réalisation des essais conformément aux conditions prévues aux chapitres 2, 3 et 4 du titre IV. Le gestionnaire de réseau compétent coopère et ne retarde pas de façon injustifiée la réalisation des essais.

4. Le gestionnaire de réseau compétent peut participer aux essais de conformité soit sur site, soit à distance depuis le centre de conduite du gestionnaire de réseau. À cette fin, le propriétaire de l'installation de production d'électricité fournit les équipements de contrôle nécessaires pour enregistrer tous les signaux et mesures d'essai pertinents, et veille à ce que les personnes nécessaires pour le représenter soient disponibles sur le site pendant toute la durée des essais. Les signaux spécifiés par le gestionnaire de réseau compétent sont fournis si, lors de certains essais sélectionnés, le gestionnaire de réseau souhaite utiliser son propre matériel pour enregistrer les performances. Le gestionnaire de réseau compétent décide librement de sa participation.

Article 43

Dispositions communes applicables aux simulations visant à démontrer la conformité

1. La simulation des performances des unités de production d'électricité individuelles au sein d'une installation de production d'électricité vise à démontrer le respect des exigences du présent règlement.
2. Nonobstant les exigences minimales énoncées dans le présent règlement pour les simulations visant à démontrer la conformité, le gestionnaire de réseau compétent peut:
 - a) permettre au propriétaire de l'installation de production d'électricité d'effectuer une série de simulations différentes, pour autant que ces simulations soient efficaces et suffisantes pour démontrer qu'une unité de production d'électricité est conforme aux exigences du présent règlement ou à la législation nationale; et
 - b) exiger du propriétaire de l'installation de production d'électricité qu'il effectue des séries de simulations supplémentaires ou différentes dans les cas où les informations fournies au gestionnaire de réseau compétent en lien avec les simulations visant à démontrer la conformité en application des dispositions des chapitres 5, 6 ou 7 du titre IV ne suffisent pas à démontrer la conformité avec les exigences du présent règlement.
3. Pour démontrer la conformité avec les exigences du présent règlement, le propriétaire de l'installation de production d'électricité fournit un rapport comportant les résultats des simulations pour chaque unité de production d'électricité de l'installation de production d'électricité. Le propriétaire de l'installation de production d'électricité élabore et fournit un modèle de simulation validé pour une unité de production d'électricité donnée. L'étendue des modèles de simulation est définie à l'article 15, paragraphe 6, point c).
4. Le gestionnaire de réseau compétent a le droit de vérifier qu'une unité de production d'électricité est conforme aux exigences du présent règlement en réalisant ses propres simulations visant à démontrer la conformité sur la base des rapports de simulation, des modèles de simulation et des mesures d'essai de conformité fournis.
5. Le gestionnaire du réseau compétent fournit au propriétaire de l'installation de production d'électricité les données techniques et un modèle de simulation du réseau, dans la mesure nécessaire pour procéder aux simulations requises conformément aux chapitres 5, 6 et 7 du titre IV.

CHAPITRE 2

Essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones

Article 44

Essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B

1. Les propriétaires d'installations de production d'électricité réalisent les essais de conformité de la réponse en mode LFSM-O en lien avec les unités de production d'électricité synchrones de type B.

Au lieu de procéder à l'essai approprié, les propriétaires d'installations de production d'électricité peuvent s'appuyer sur les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises au gestionnaire de réseau compétent.

2. Les exigences suivantes s'appliquent en ce qui concerne l'essai de la réponse en mode LFSM-O:
 - a) la capacité technique de l'unité de production d'électricité à moduler en permanence la puissance active afin de contribuer au réglage de la fréquence dans chaque cas de forte augmentation de la fréquence du réseau est démontrée. Les paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que le statisme et la bande morte, et les paramètres dynamiques, notamment la réponse à un échelon de fréquence, sont vérifiés;

- b) l'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour provoquer une variation de la puissance active d'au moins 10 % de la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Le cas échéant, des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés simultanément à la fois au niveau du régulateur de vitesse et du régulateur de puissance active des systèmes de contrôle-commande, compte tenu de la configuration desdits systèmes;
- c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont satisfaites:
 - i) les résultats de l'essai, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, sont conformes aux exigences fixées à l'article 13, paragraphe 2; et
 - ii) il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à l'échelon de fréquence.

Article 45

Essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type C

1. Outre les essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B décrits à l'article 44, les propriétaires d'installations de production d'électricité soumettent les unités de production d'électricité synchrones de type C aux essais de conformité prévus aux paragraphes 2, 3, 4 et 6 du présent article. Lorsqu'une unité de production d'électricité dispose d'une capacité de démarrage autonome (*black-start*), le propriétaire d'une installation de production d'électricité procède également aux essais visés au paragraphe 5. Au lieu de procéder à l'essai prévu, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises au gestionnaire de réseau compétent.

2. Les exigences suivantes s'appliquent en ce qui concerne l'essai de la réponse en mode LFSM-U:

- a) la capacité technique de l'unité de production d'électricité à moduler en permanence la puissance active pour des points de fonctionnement inférieurs à la puissance maximale afin de contribuer au réglage la fréquence en cas de forte baisse de la fréquence du réseau est démontrée;
- b) l'essai est effectué en simulant des points de fonctionnement en puissance active appropriés, avec des échelons et des rampes de fréquence basse suffisamment importants pour provoquer une variation de puissance active d'au moins 10 % de la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Le cas échéant, des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés simultanément à la fois au niveau des consignes du régulateur de vitesse et du régulateur de puissance active;
- c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont satisfaites:
 - i) les résultats des essais, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, sont conformes à l'article 15, paragraphe 2, point c); et
 - ii) il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à l'échelon de fréquence.

3. Les exigences suivantes s'appliquent en ce qui concerne l'essai de la réponse en mode FSM:

- a) la capacité technique de l'unité de production d'électricité à moduler en permanence la puissance active sur toute la plage de fonctionnement comprise entre la puissance maximale et le niveau de régulation minimal afin de contribuer au réglage de la fréquence est démontrée; les paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que statisme et bande morte, et les paramètres dynamiques, notamment la robustesse associée à la réponse aux échelons de fréquence et aux variations importantes et rapides de fréquence, sont vérifiés;
- b) l'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte, ainsi que de la capacité d'augmentation ou de baisse effective de la production de puissance active à partir de chaque point de fonctionnement considéré. Le cas échéant, des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés simultanément à la fois au niveau des consignes du régulateur de vitesse et du régulateur de puissance active du système de contrôle-commande de l'unité ou de l'installation;
- c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies:
 - i) la durée d'activation de la plage de réponse complète en puissance active aux variations de fréquence consécutivement à un échelon de fréquence n'est pas plus longue que celle fixée à l'article 15, paragraphe 2, point d);
 - ii) il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence;

- iii) le retard initial est conforme aux dispositions de l'article 15, paragraphe 2, point d);
 - iv) les valeurs de statisme sont disponibles dans la plage spécifiée à l'article 15, paragraphe 2, point d), et la bande morte (seuil) n'est pas supérieure à la valeur spécifiée dans ledit article;
 - v) l'insensibilité de la réponse en puissance active aux variations de fréquence en tout point de fonctionnement pertinent n'excède pas les exigences établies à l'article 15, paragraphe 2, point d).
4. En ce qui concerne l'essai de restauration de la fréquence, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité technique de l'unité de production d'électricité à participer à la restauration de la fréquence est démontrée, et le fonctionnement conjoint du mode FSM et de la restauration de la fréquence est vérifié;
 - b) l'essai est réputé réussi si les résultats, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, satisfont aux exigences de l'article 15, paragraphe 2, point e).
5. En ce qui concerne l'essai de capacité de démarrage autonome (*black-start*), les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité technique des unités de production d'électricité disposant d'une capacité de démarrage autonome à démarrer sans alimentation électrique externe alors qu'ils sont à l'arrêt est démontrée;
 - b) l'essai est réputé réussi si le temps de démarrage est conforme au délai visé à l'article 15, paragraphe 5, point a) iii).
6. En ce qui concerne l'essai de basculement vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité technique des unités de production d'électricité à basculer vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires et à fonctionner en îlotage sur leurs auxiliaires de manière stable est démontrée;
 - b) l'essai est effectué à la puissance maximale et à la puissance réactive nominale de l'unité de production d'électricité avant l'îlotage;
 - c) le gestionnaire de réseau compétent a le droit de fixer des conditions supplémentaires, compte tenu de l'article 15, paragraphe 5, point c);
 - d) l'essai est réputé réussi si le basculement vers un fonctionnement en îlotage sur les auxiliaires est réussi, si le fonctionnement stable en îlotage sur les auxiliaires pendant la durée fixée à l'article 15, paragraphe 5, point c), est démontré et si le recouplage au réseau a été effectué avec succès.
7. En ce qui concerne l'essai de capacité en puissance réactive, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité technique de l'unité de production d'électricité à fournir et à absorber de la puissance réactive conformément à l'article 18, paragraphe 2, points b) et c), est démontrée;
 - b) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies:
 - i) l'unité de production d'électricité fonctionne à la puissance réactive maximale pendant au moins une heure, aussi bien en fourniture qu'en absorption:
 - au niveau minimal de fonctionnement en régime permanent,
 - à la puissance maximale, et
 - à un point de fonctionnement en puissance active compris entre ce niveau maximal et ce niveau minimal;
 - ii) la capacité de l'unité de production d'électricité à atteindre n'importe quelle valeur de consigne de puissance réactive dans la plage convenue ou décidée est démontrée.

Article 46

Essais de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type D

1. Les unités de production d'électricité synchrones de type D sont soumises aux essais de conformité applicables aux unités de production d'électricité synchrones de type B et C décrits aux articles 44 et 45.

2. Au lieu de procéder à l'essai prévu, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises au gestionnaire de réseau compétent.

CHAPITRE 3

Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs

Article 47

Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type B

1. Les propriétaires d'installations de production d'électricité prennent en charge les essais de conformité de la réponse en mode LFSM-O en lien avec les parcs non synchrones de générateurs de type B.

Au lieu de procéder à l'essai prévu, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises au gestionnaire de réseau compétent.

2. En ce qui concerne les parcs non synchrones de générateurs de type B, les essais de la réponse en mode LFSM-O reflètent le choix du mécanisme de réglage retenu par le gestionnaire de réseau compétent.

3. En ce qui concerne les essais de la réponse en mode LFSM-O, les exigences suivantes s'appliquent:

- a) la capacité technique du parc non synchrone de générateurs à moduler en permanence la puissance active afin de contribuer au réglage de la fréquence en cas d'augmentation de la fréquence du réseau est démontrée. Les paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que le statisme et la bande morte, et les paramètres en régime dynamique sont vérifiés;
- b) l'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour provoquer une variation de la puissance active d'au moins 10 % de la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Pour réaliser cet essai, des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés simultanément au niveau des consignes du système de contrôle-commande;
- c) l'essai est réputé réussi si les résultats, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, satisfont aux exigences de l'article 13, paragraphe 2.

Article 48

Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type C

1. Outre les essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type B décrits à l'article 47, les propriétaires d'installations de production d'électricité soumettent les parcs non synchrones de générateurs de type C aux essais de conformité prévus aux paragraphes 2 à 9. Au lieu de procéder à l'essai prévu, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, l'attestation de conformité est transmise au gestionnaire de réseau compétent.

2. En ce qui concerne l'essai sur la capacité de réglage et la plage de réglage de la puissance active, les exigences suivantes s'appliquent:

- a) la capacité technique du parc non synchrone de générateurs à fonctionner à un niveau de production inférieur au point de consigne fixé par le gestionnaire de réseau compétent ou le GRT compétent est démontrée;
- b) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies:
 - i) le niveau de production du parc non synchrone de générateurs est maintenu en dessous du point de consigne;
 - ii) le point de consigne est appliqué conformément aux exigences fixées à l'article 15, paragraphe 2, point a); et
 - iii) la précision du réglage est conforme à la valeur spécifiée à l'article 15, paragraphe 2, point a).

3. En ce qui concerne l'essai de la réponse en mode LFSM-U, les exigences suivantes s'appliquent:

- a) la capacité technique du parc non synchrone de générateurs à moduler en permanence la puissance active afin de contribuer au réglage de la fréquence en cas de forte baisse de la fréquence du réseau est démontrée;

- b) l'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour provoquer une variation de la puissance active d'au moins 10 % de la puissance maximale, avec un point de départ à maximum 80 % de la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte;
- c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies:
- les résultats des essais, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, sont conformes aux exigences de l'article 15, paragraphe 2, point c); et
 - il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence.
4. En ce qui concerne l'essai de la réponse en mode FSM, les exigences suivantes s'appliquent:
- la capacité technique du parc non synchrone de générateurs à moduler en permanence la puissance active sur toute la plage de fonctionnement comprise entre la puissance maximale et le niveau de régulation minimal afin de contribuer au réglage de la fréquence est démontrée; les paramètres des régulations affectant le régime permanent, tels que l'insensibilité, le statisme, la bande morte et la plage de réglage, ainsi que les paramètres dynamiques, y compris la réponse à un échelon de fréquence, sont vérifiés;
 - l'essai est réalisé en simulant des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte. Des signaux fictifs simulant la déviation de fréquence sont injectés pour réaliser l'essai;
 - l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies:
- la durée d'activation de la réponse complète en puissance active aux variations de fréquence consécutive à un échelon de fréquence n'est pas plus longue que celle fixée à l'article 15, paragraphe 2, point d);
 - il ne se produit pas d'oscillation non amortie après la réponse à un échelon de fréquence;
 - le retard initial est conforme à l'article 15, paragraphe 2, point d);
 - les valeurs du statisme sont disponibles dans les plages spécifiées à l'article 15, paragraphe 2, point d), et la bande morte (seuil) n'est pas supérieure à la valeur choisie par le GRT compétent; et
 - l'insensibilité de la réponse en puissance active aux variations de fréquence n'excède pas l'exigence établie à l'article 15, paragraphe 2, point d).
5. En ce qui concerne l'essai de restauration de la fréquence, les exigences suivantes s'appliquent:
- la capacité technique du parc non synchrone de générateurs à contribuer à la restauration de la fréquence est démontrée; le fonctionnement conjoint du mode FSM et de la restauration de la fréquence est vérifié;
 - l'essai est réputé réussi si les résultats, à la fois pour les paramètres dynamiques et statiques, satisfont aux exigences de l'article 15, paragraphe 2, point e).
6. En ce qui concerne l'essai de capacité en puissance réactive, les exigences suivantes s'appliquent:
- la capacité technique du parc non synchrone de générateurs à fournir et à absorber de la puissance réactive conformément à l'article 21, paragraphe 3, points b) et c), est démontrée;
 - l'essai est réalisé à la puissance réactive maximale, aussi bien en fourniture qu'en absorption, et respecte les paramètres suivants:
- fonctionnement à une puissance supérieure à 60 % de la puissance maximale pendant 30 minutes;
 - fonctionnement à une puissance comprise entre 30 et 50 % de la puissance maximale pendant 30 minutes;
 - fonctionnement à une puissance comprise entre 10 et 20 % de la puissance maximale pendant 60 minutes;
- c) l'essai est réputé réussi si les critères suivants sont satisfaits:
- le parc non synchrone de générateurs fonctionne pendant une durée non inférieure à la durée requise à la puissance réactive maximale, aussi bien en fourniture qu'en absorption, pour chaque paramètre fixé au paragraphe 6, point b);
 - la capacité du parc non synchrone de générateurs à atteindre n'importe quelle valeur de consigne de puissance réactive dans la plage convenue ou décidée est démontrée; et
 - aucune action du système de protection n'est engagée dans les limites de fonctionnement spécifiées par le diagramme de capacité en puissance réactive.

7. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage de la tension, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à fonctionner dans le mode de réglage de la tension visé dans les conditions prévues à l'article 21, paragraphe 3, points d) ii) à iv), est démontrée;
 - b) l'essai du mode de réglage de la tension porte sur les paramètres suivants:
 - i) la pente et la bande morte appliquées conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d) iii);
 - ii) la précision du réglage;
 - iii) l'insensibilité du réglage; et
 - iv) le délai de modification de la puissance réactive;
 - c) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies:
 - i) la plage de réglage, et le statisme et la bande morte paramétrables sont conformes aux paramètres des caractéristiques convenus ou décidés fixés à l'article 21, paragraphe 3, point d);
 - ii) l'insensibilité du réglage de la tension n'est pas supérieure à 0,01 pu, conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d); et
 - iii) à la suite d'un échelon de tension, 90 % de la variation de la production de puissance réactive ont été réalisés dans le respect des délais et des tolérances spécifiés à l'article 21, paragraphe 3, point d).
8. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage de la puissance réactive, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à fonctionner en mode de réglage de la puissance réactive, conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d) v), est démontrée;
 - b) l'essai du mode de réglage de la puissance réactive complète l'essai de capacité en puissance réactive;
 - c) l'essai du mode de réglage de la puissance réactive confirme les paramètres suivants:
 - i) la plage et le pas de variation de la consigne de la puissance réactive;
 - ii) la précision du réglage; et
 - iii) le délai de modification de la puissance réactive;
 - d) l'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont remplies:
 - i) la plage et le pas de variation de la consigne de la puissance réactive sont assurés conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d); et
 - ii) la précision du réglage est conforme aux conditions fixées à l'article 21, paragraphe 3, point d).
9. En ce qui concerne l'essai du mode de réglage du facteur de puissance, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à fonctionner en mode de réglage du facteur de puissance, conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d) vi), est démontrée;
 - b) l'essai du mode de réglage du facteur de puissance porte sur les paramètres suivants:
 - i) la plage de la consigne du facteur de puissance;
 - ii) la précision du réglage; et
 - iii) la réponse en puissance réactive à la suite d'un échelon de puissance active.
 - c) L'essai est réputé réussi si les conditions suivantes sont simultanément remplies:
 - i) la plage et le pas de variation de la consigne du facteur de puissance sont assurés conformément à l'article 21, paragraphe 3, point d);
 - ii) le délai de modification de la puissance réactive consécutivement à un échelon de puissance active n'excède pas l'exigence fixée à l'article 21, paragraphe 3, point d);
 - iii) la précision du réglage est conforme à la valeur spécifiée à l'article 21, paragraphe 3, point d).

10. Le gestionnaire de réseau compétent ne peut sélectionner qu'une seule des trois options de réglage pour la réalisation des essais visés aux paragraphes 7, 8 et 9.

Article 49

Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type D

1. Les parcs non synchrones de générateurs de type D sont soumis aux essais de conformité applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type B et C conformément aux conditions fixées aux articles 47 et 48.

2. Au lieu de procéder à l'essai prévu, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises au gestionnaire de réseau compétent.

CHAPITRE 4

Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs en mer

Article 50

Essais de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs en mer

Les essais de conformité établis à l'article 44, paragraphe 2, ainsi qu'à l'article 48, paragraphes 2, 3, 4, 5, 7, 8 et 9, s'appliquent aux parcs non synchrones de générateurs en mer.

CHAPITRE 5

Simulations visant à démontrer la conformité pour les unités de production d'électricité synchrones

Article 51

Simulations visant à démontrer la conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B

1. Les propriétaires d'installations de production d'électricité réalisent les simulations de la réponse en mode LFSM-O en lien avec les unités de production d'électricité synchrones de type B. Au lieu de procéder aux simulations prévues, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé afin de démontrer la conformité avec l'exigence applicable. Dans ce cas, les attestations de conformité sont transmises au gestionnaire de réseau compétent.

2. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode LFSM-O, les exigences suivantes s'appliquent:

- a) la capacité de l'unité de production d'électricité à moduler la puissance active en cas de fréquences hautes, conformément à l'article 13, paragraphe 2, est démontrée par une simulation;
- b) la simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence haute permettant d'atteindre le niveau de régulation minimal, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte;
- c) la simulation est réputée réussie lorsque:
 - i) le modèle de simulation de l'unité de production d'électricité est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode LFSM-O décrit à l'article 44, paragraphe 2; et
 - ii) la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 13, paragraphe 2, est démontrée.

3. En ce qui concerne la simulation de la tenue aux creux de tension des unités de production d'électricité synchrones de type B, les exigences suivantes s'appliquent:

- a) la capacité de l'unité de production d'électricité à tenir les creux de tension conformément aux conditions fixées à l'article 14, paragraphe 3, point a), est démontrée par une simulation;
- b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 14, paragraphe 3, point a), est démontrée.

4. En ce qui concerne la simulation du rétablissement de la puissance active après défaut, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité de l'unité de production d'électricité à assurer le rétablissement de la puissance active après défaut visé dans les conditions fixées à l'article 17, paragraphe 3, est démontrée;
 - b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 17, paragraphe 3, est démontrée.

Article 52

Simulations de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type C

1. Outre les simulations de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B décrites à l'article 51, les unités de production d'électricité synchrones de type C sont soumises aux simulations de conformité détaillées aux paragraphes 2 à 5. Au lieu de procéder à tout ou partie de ces simulations, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé, qui sont à remettre au gestionnaire de réseau compétent.
2. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode LFSM-U, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité de l'unité de production d'électricité à moduler la puissance active en fréquences basses conformément à l'article 15, paragraphe 2, point c), est démontrée;
 - b) la simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence basse permettant d'atteindre la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte;
 - c) la simulation est réputée réussie lorsque:
 - i) le modèle de simulation de l'unité de production d'électricité est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode LFSM-U décrit à l'article 45, paragraphe 2; et
 - ii) la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 15, paragraphe 2, point c), est démontrée.
3. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode FSM, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité de l'unité de production d'électricité à moduler la puissance active sur toute la plage de fréquence, conformément à l'article 15, paragraphe 2, point d), est démontrée;
 - b) la simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte;
 - c) la simulation est réputée réussie si:
 - i) le modèle de simulation de l'unité de production d'électricité est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode FSM décrit à l'article 45, paragraphe 3; et
 - ii) la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 15, paragraphe 2, point d), est démontrée.
4. En ce qui concerne la simulation du fonctionnement en réseau séparé, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la performance de l'unité de production d'électricité lors d'un fonctionnement en réseau séparé conformément aux conditions fixées à l'article 15, paragraphe 5, point b), est démontrée;
 - b) la simulation est réputée réussie si l'unité de production d'électricité réduit ou augmente sa production de puissance active entre son précédent point de fonctionnement et tout nouveau point de fonctionnement inclus dans le diagramme de capacité P-Q dans les limites de l'article 15, paragraphe 5, point b), sans que l'unité de production d'électricité se déconnecte du réseau séparé du fait d'une sur- ou d'une sous-fréquence.

5. En ce qui concerne la simulation de la capacité en puissance réactive, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité de l'unité de production d'électricité à fournir et à absorber de la puissance réactive, conformément aux conditions fixées à l'article 18, paragraphe 2, points b) et c), est démontrée;
 - b) la simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont remplies:
 - i) le modèle de simulation de l'unité de production d'électricité est validé sur la base des essais de conformité de la capacité en puissance réactive décrits à l'article 45, paragraphe 7; et
 - ii) la conformité aux exigences énoncées à l'article 18, paragraphe 2, points b) et c), est démontrée.

Article 53

Simulations visant à démontrer la conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type D

1. Outre les simulations de conformité pour les unités de production d'électricité synchrones de type B et C décrits aux articles 51 et 52, hormis en ce qui concerne la simulation de la tenue aux creux de tension des unités de production d'électricité synchrones de type B visée à l'article 51, paragraphe 3, les unités de production d'électricité synchrones de type D sont soumises aux simulations de conformité prévues aux paragraphes 2 et 3. Au lieu de procéder à tout ou partie de ces simulations, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé, qui sont à soumettre au gestionnaire de réseau compétent.
2. En ce qui concerne la simulation de la régulation des amortissements des oscillations de puissance, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité de l'unité de production d'électricité à amortir les oscillations de puissance active par son système stabilisateur (fonction «PSS»), conformément aux conditions prévues à l'article 19, paragraphe 2, est démontrée;
 - b) le réglage du stabilisateur de puissance résulte en une amélioration de l'amortissement de la réponse en puissance active correspondante de l'AVR en combinaison avec la fonction PSS, par rapport à la réponse en puissance active de l'AVR seul;
 - c) la simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont simultanément remplies:
 - i) la fonction PSS amortit les oscillations de puissance active existantes de l'unité de production d'électricité dans une plage de fréquence spécifiée par le GRT compétent. Cette plage de fréquence inclut les fréquences des modes locaux de l'unité de production d'électricité et les oscillations attendues sur le réseau;
 - ii) une réduction brusque de la production de l'unité de production d'électricité de 1 à 0,6 pu de la puissance maximale n'entraîne pas d'oscillations non amorties de la puissance active ou réactive de l'unité de production d'électricité.
3. En ce qui concerne la simulation de la tenue aux creux de tension des unités de production d'électricité synchrones de type D, les exigences suivantes s'appliquent:
- a) la capacité de l'unité de production d'électricité à tenir les creux de tension dans le respect des conditions fixées à l'article 16, paragraphe 3, point a), est démontrée;
 - b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 16, paragraphe 3, point a), est démontrée.

CHAPITRE 6

Simulations visant à démontrer la conformité pour les parcs non synchrones de générateurs

Article 54

Simulations de conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type B

1. Les parcs non synchrones de générateurs de type B sont soumis aux simulations visant à démontrer la conformité prévues aux paragraphes 2 à 5. Au lieu de procéder à tout ou partie de ces simulations, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé, qui sont à soumettre au gestionnaire de réseau compétent.

2. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode LFSM-O, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à moduler la puissance active en haute fréquence conformément à l'article 13, paragraphe 2, est démontrée;
 - b) la simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence haute permettant d'atteindre le niveau de régulation minimal, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte;
 - c) la simulation est réputée réussie si:
 - i) le modèle de simulation du parc non synchrone de générateurs est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode LFSM-O visé à l'article 47, paragraphe 3; et
 - ii) la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 13, paragraphe 2, est démontrée.
3. En ce qui concerne la simulation de l'injection rapide de courant de défaut, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à fournir une injection rapide de courant de défaut conformément aux conditions fixées à l'article 20, paragraphe 2, point b), est démontrée;
 - b) la simulation est considérée comme réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 20, paragraphe 2, point b), est démontrée.
4. En ce qui concerne la capacité de simulation de la tenue aux creux de tension des parcs non synchrones de générateurs de type B, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à tenir les creux de tension dans le respect des conditions fixées à l'article 14, paragraphe 3, point a), est démontrée par une simulation;
 - b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 14, paragraphe 3, point a), est démontrée.
5. En ce qui concerne la simulation du rétablissement de la puissance active après défaut, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à assurer le rétablissement de la puissance active après défaut conformément aux conditions fixées à l'article 20, paragraphe 3, est démontrée;
 - b) la simulation est réputée réussie si la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 20, paragraphe 3, est démontrée.

Article 55

Simulations visant à démontrer la conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type C

1. Outre les simulations visant à démontrer la conformité applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type B visées à l'article 54, les parcs non synchrones de générateurs de type C sont soumis aux simulations visant à démontrer la conformité visées aux paragraphes 2 à 7. Au lieu de procéder à tout ou partie de ces simulations, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé, qui sont à soumettre au gestionnaire de réseau compétent.
2. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode LFSM-U, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à moduler la puissance active en fréquences basses, conformément à l'article 15, paragraphe 2, point c), est démontrée;
 - b) la simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence basse permettant d'atteindre la puissance maximale, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte;
 - c) la simulation est réputée réussie si:
 - i) le modèle de simulation du parc non synchrone de générateurs est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode LFSM-U visé à l'article 48, paragraphe 3; et
 - ii) la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 15, paragraphe 2, point c), est démontrée.

3. En ce qui concerne la simulation de la réponse en mode FSM, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à moduler la puissance active sur toute la plage de fréquence, comme indiqué à l'article 15, paragraphe 2, point d), est démontrée;
 - b) la simulation est réalisée avec des échelons et des rampes de fréquence suffisamment importants pour parcourir toute la plage de réponse en puissance active aux variations de fréquence, compte tenu des valeurs du statisme et de la bande morte;
 - c) la simulation est réputée réussie si:
 - i) le modèle de simulation du parc non synchrone de générateurs est validé sur la base de l'essai de conformité de la réponse en mode FSM visé à l'article 48, paragraphe 4; et
 - ii) la conformité avec l'exigence énoncée à l'article 15, paragraphe 2, point d), est démontrée.
4. En ce qui concerne la simulation de fonctionnement en réseau séparé, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la performance du parc non synchrone de générateurs lors d'un fonctionnement en réseau séparé dans le respect des conditions fixées à l'article 15, paragraphe 5, point b), est démontrée;
 - b) la simulation est réputée réussie si le parc non synchrone de générateurs réduit ou augmente sa production de puissance active entre son précédent point de fonctionnement et tout nouveau point de fonctionnement inclus dans le diagramme de capacité P-Q et dans les limites fixées à l'article 15, paragraphe 5, point b), sans que ledit parc se déconnecte du réseau séparé du fait d'une sur- ou d'une sous-fréquence.
5. En ce qui concerne l'essai de fourniture d'inertie synthétique, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la capacité du modèle de parc non synchrone de générateurs à fournir une inertie synthétique en cas de fréquence basse, comme prévu à l'article 21, paragraphe 2, point a), est démontrée;
 - b) la simulation est réputée réussie s'il est démontré que le modèle satisfait aux conditions fixées à l'article 21, paragraphe 2.
6. En ce qui concerne la simulation de capacité en puissance réactive, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la capacité du parc non synchrone de générateurs à fournir et à absorber de la puissance réactive, comme prévu à l'article 21, paragraphe 3, points b) et c), est démontrée;
 - b) la simulation est réputée réussie si les conditions suivantes sont simultanément remplies:
 - i) le modèle de simulation du parc non synchrone de générateurs est validé sur la base des essais de conformité de la capacité en puissance réactive visés à l'article 48, paragraphe 6; et
 - ii) la conformité aux exigences énoncées à l'article 21, paragraphe 3, points b) et c), est démontrée.
7. En ce qui concerne la simulation de la régulation des amortissements des oscillations de puissance, les exigences suivantes s'appliquent:
 - a) la capacité du modèle de parc non synchrone de générateurs à amortir les oscillations de puissance active conformément à l'article 21, paragraphe 3, point f), est démontrée;
 - b) la simulation est considérée comme réussie s'il est démontré que le modèle est conforme aux conditions décrites à l'article 21, paragraphe 3, point f).

*Article 56***Simulations visant à démontrer la conformité pour les parcs non synchrones de générateurs de type D**

1. Outre les simulations visant à démontrer la conformité applicables aux parcs non synchrones de générateurs de type B et C visées aux articles 54 et 55, hormis en ce qui concerne la tenue aux creux de tension des parcs non synchrones de générateurs de type B visée à l'article 54, paragraphe 4, les parcs non synchrones de générateurs de type D sont soumis aux simulations visant à démontrer la conformité de la tenue aux creux de tension des parcs non synchrones de générateurs.
2. Au lieu de procéder à tout ou partie des simulations visées au paragraphe 1, le propriétaire d'une installation de production d'électricité peut utiliser les attestations de conformité délivrées par un organisme certificateur agréé, qui sont à soumettre au gestionnaire de réseau compétent.
3. La capacité du modèle de parc non synchrone de générateurs à simuler la tenue aux creux de tension conformément à l'article 16, paragraphe 3, point a), est démontrée.
4. La simulation est réputée réussie s'il est démontré que le modèle est conforme aux conditions fixées à l'article 16, paragraphe 3, point a).

*CHAPITRE 7***Simulations visant à démontrer la conformité pour les parcs non synchrones de générateurs en mer***Article 57***Simulations visant à démontrer la conformité pour les parcs non synchrones de générateurs en mer**

Les simulations visant à démontrer la conformité spécifiées à l'article 54, paragraphes 3 et 5, ainsi qu'à l'article 55, paragraphes 4, 5 et 7, s'appliquent à tous les parcs non synchrones de générateurs en mer.

*CHAPITRE 8***Orientations non contraignantes et surveillance en matière de mise en œuvre***Article 58***Orientations non contraignantes sur la mise en œuvre**

1. Au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement et, par la suite, tous les deux ans, l'ENTSO pour l'électricité prépare et fournit des orientations écrites non contraignantes à ses membres et aux autres gestionnaires de réseau en ce qui concerne les éléments du présent règlement nécessitant des décisions nationales. L'ENTSO pour l'électricité publie ces orientations sur son site internet.
2. L'ENTSO pour l'électricité consulte les parties prenantes dans le cadre de la fourniture des orientations non contraignantes.
3. Les orientations non contraignantes expliquent les questions techniques, les conditions et les interdépendances à prendre en compte pour se conformer aux exigences du présent règlement au niveau national.

*Article 59***Surveillance**

1. L'ENTSO pour l'électricité surveille la mise en œuvre du présent règlement conformément à l'article 8, paragraphe 8, du règlement (CE) n° 714/2009. La surveillance porte en particulier sur les points suivants:
 - a) recenser toute divergence dans la mise en œuvre du présent règlement au niveau national;
 - b) évaluer si les valeurs et les plages fixées dans les exigences applicables aux unités de production d'électricité en vertu du présent règlement sont toujours valides.
2. Au plus tard douze mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, l'Agence, en coopération avec l'ENTSO pour l'électricité, établit une liste des informations pertinentes que doit lui communiquer ce dernier conformément à l'article 8, paragraphe 9, et à l'article 9, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009. La liste des informations pertinentes peut faire l'objet de mises à jour. L'ENTSO pour l'électricité archive dans un format numérique normalisé toutes les informations demandées par l'Agence.

3. Les GRT compétents soumettent à l'ENTSO pour l'électricité les informations nécessaires aux fins de l'exécution des tâches visées aux paragraphes 1 et 2.

Sur la base d'une demande de l'autorité de régulation, les GRD fournissent aux GRT les informations visées au paragraphe 2, à moins que les autorités de régulation, l'Agence ou l'ENTSO pour l'électricité ne les aient déjà obtenues dans le cadre de leurs missions respectives de contrôle de la mise en œuvre et ce, en vue d'éviter les redondances d'information.

4. Si l'ENTSO pour l'électricité ou l'Agence déterminent des domaines couverts par le présent règlement dans lesquels, étant donné l'évolution du marché ou l'expérience acquise lors de l'application du présent règlement, la poursuite de l'harmonisation des exigences en vertu du présent règlement est souhaitable pour promouvoir l'intégration du marché, ils proposent des projets de modification du présent règlement en application de l'article 7, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 714/2009.

TITRE V

DÉROGATIONS

Article 60

Pouvoir d'accorder des dérogations

1. Les autorités de régulation peuvent, à la demande d'un propriétaire ou propriétaire potentiel d'une installation de production d'électricité, d'un gestionnaire de réseau compétent ou d'un GRT compétent, accorder aux propriétaires ou propriétaires potentiels d'installations de production d'électricité, aux gestionnaires de réseau compétents ou aux GRT compétents des dérogations à l'une ou plusieurs des dispositions du présent règlement pour des unités de production d'électricité nouvelles et existantes, conformément aux articles 61 à 63.

2. Lorsque des dispositions en ce sens s'appliquent dans un État membre, des dérogations peuvent être accordées et révoquées conformément aux articles 61 à 63 par des autorités autres que l'autorité de régulation.

Article 61

Dispositions générales

1. Chacune des autorités de régulation précise, après consultation des gestionnaires de réseau compétents, des propriétaires d'installations de production d'électricité et des autres parties prenantes qu'elle considère concernées par le présent règlement, les critères d'octroi des dérogations conformément aux articles 62 et 63. Chacune publie ces critères sur son site internet et les notifie à la Commission dans les neuf mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement. La Commission peut demander à une autorité de régulation de modifier les critères si elle considère qu'ils ne sont pas compatibles avec le présent règlement. Cette possibilité de réexaminer et de modifier les critères d'octroi des dérogations est sans effet sur les dérogations déjà accordées, qui continuent de s'appliquer jusqu'à la date d'expiration programmée, comme précisé dans la décision d'octroi de la dérogation.

2. Si l'autorité de régulation le juge nécessaire en raison d'un changement de circonstances en lien avec l'évolution des exigences applicables au réseau, elle peut réviser et modifier, au maximum une fois par an, les critères d'octroi des dérogations, conformément au paragraphe 1. Aucune modification des critères ne s'applique aux dérogations pour lesquelles une demande a déjà été introduite.

3. L'autorité de régulation peut décider que les unités de production d'électricité pour lesquelles une demande de dérogation a été déposée conformément à l'article 62 ou à l'article 63 n'ont pas l'obligation d'être conformes aux exigences du présent règlement pour lesquelles a été demandée une dérogation, à compter du jour du dépôt de la demande et jusqu'à la décision de l'autorité de régulation.

Article 62

Demande de dérogation par le propriétaire d'une installation de production d'électricité

1. Le propriétaire ou propriétaire potentiel d'une installation de production d'électricité peut demander une dérogation à l'une ou à plusieurs des exigences du présent règlement pour les unités de production d'électricité de son installation.

2. La demande de dérogation est déposée auprès du gestionnaire de réseau compétent et inclut:

- a) l'identification du propriétaire ou du propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité, et la personne de contact pour tous les échanges;
- b) une description de l'unité ou des unités de production d'électricité pour lesquelles une dérogation est demandée;

- c) une référence aux dispositions du présent règlement auxquelles une dérogation est demandée et une description détaillée de la dérogation demandée;
- d) une motivation détaillée, accompagnée des pièces justificatives pertinentes et d'une analyse des coûts et bénéfices conformément aux exigences de l'article 39;
- e) la démonstration que la dérogation demandée n'aurait aucune incidence négative sur les échanges transfrontaliers.

3. Dans les deux semaines à compter de la réception d'une demande de dérogation, le gestionnaire de réseau compétent indique au propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité si la demande est complète. Si le gestionnaire de réseau compétent estime que la demande est incomplète, le propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité soumet les informations supplémentaires requises dans un délai d'un mois à compter de la réception de la demande d'informations complémentaires. Si le propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité ne fournit pas les informations demandées dans ce délai, la demande de dérogation est réputée retirée.

4. Le gestionnaire de réseau compétent, en coordination avec le GRT compétent et tout GRD adjacent concerné, évalue la demande de dérogation et l'analyse des coûts et bénéfices fournie, compte tenu des critères fixés par l'autorité de régulation en application de l'article 61.

5. Lorsque la demande de dérogation concerne une unité de production d'électricité de type C ou D raccordée à un réseau de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, l'évaluation du gestionnaire de réseau compétent est accompagnée d'une évaluation de la demande de dérogation produite par le GRT compétent. Le GRT compétent présente son évaluation dans un délai de deux mois après y avoir été invité par le gestionnaire de réseau compétent.

6. Dans les six mois à compter de la réception d'une demande de dérogation, le gestionnaire de réseau compétent transmet la demande à l'autorité de régulation et soumet la ou les évaluations préparées conformément aux paragraphes 4 et 5. Ce délai peut être prolongé d'un mois lorsque le gestionnaire de réseau compétent demande des informations supplémentaires au propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité, et de deux mois lorsque le gestionnaire de réseau compétent demande au GRT compétent de soumettre une évaluation de la demande de dérogation.

7. L'autorité de régulation adopte une décision concernant toute demande de dérogation dans un délai de six mois à compter du jour suivant celui où elle reçoit la demande. Ce délai peut, avant son expiration, être prolongé de trois mois si l'autorité de régulation demande des informations supplémentaires au propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité ou à toute autre partie intéressée. Le délai supplémentaire commence à courir à compter de la réception de toutes les informations.

8. Le propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité soumet toute information complémentaire demandée par l'autorité de régulation dans les deux mois à compter de cette demande. Si le propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité ne fournit pas les informations demandées dans ce délai, la demande de dérogation est réputée retirée, sauf si, avant l'expiration:

- a) l'autorité de régulation décide d'accorder une prolongation;
- b) le propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité informe l'autorité de régulation, par une note argumentée, que la demande de dérogation est complète.

9. L'autorité de régulation rend une décision motivée concernant la demande de dérogation. Si l'autorité de régulation accorde une dérogation, elle en précise la durée.

10. L'autorité de régulation notifie sa décision au propriétaire ou propriétaire potentiel de l'installation de production d'électricité concerné, au gestionnaire de réseau compétent et au GRT compétent.

11. Une autorité de régulation peut révoquer une décision d'octroi de dérogation si les circonstances et les justifications sous-jacentes ne sont plus valables ou sur recommandation motivée de la Commission ou de l'Agence en vertu de l'article 65, paragraphe 2.

12. Pour les unités de production d'électricité de type A, une demande de dérogation au titre du présent article peut être soumise par un tiers pour le compte du propriétaire ou propriétaire potentiel d'une installation de production d'électricité. Une telle demande peut concerner une seule unité de production d'électricité, ou plusieurs unités de production d'électricité identiques. Dans ce dernier cas, et pour autant que la puissance maximale cumulée soit spécifiée, le tiers peut remplacer les données requises en vertu du paragraphe 2, point a), par ses propres données.

Article 63

Demande de dérogation par un gestionnaire de réseau compétent ou un GRT compétent

1. Les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents peuvent demander des dérogations pour des classes d'unités de production d'électricité raccordées ou devant être raccordées à leur réseau.

2. Les gestionnaires de réseau compétents ou les GRT compétents soumettent leurs demandes de dérogation à l'autorité de régulation. Chaque demande de dérogation inclut:

- a) l'identification du gestionnaire de réseau compétent ou du GRT compétent, et la personne de contact pour tous les échanges;
- b) une description des unités de production d'électricité pour lesquelles une dérogation est demandée, ainsi que la puissance totale installée et le nombre d'unités de production d'électricité;
- c) l'exigence ou les exigences du présent règlement auxquelles une dérogation est demandée, avec une description détaillée de la dérogation demandée;
- d) une motivation détaillée, accompagnée de toutes les pièces justificatives pertinentes;
- e) la démonstration que la dérogation demandée n'aurait aucune incidence négative sur les échanges transfrontaliers;
- f) une analyse des coûts et bénéfices conformément aux exigences de l'article 39. Le cas échéant, l'analyse des coûts et bénéfices est réalisée en coordination avec le GRT compétent et tous les GRD adjacents.

3. Si la demande de dérogation est soumise par un GRD compétent ou un GRFD compétent, l'autorité de régulation, dans un délai de deux semaines à compter du jour suivant la réception de la demande, invite le GRT compétent à évaluer la demande de dérogation à la lumière des critères fixés par l'autorité de régulation en application de l'article 61.

4. Dans un délai de deux semaines à compter du jour suivant la réception de ladite demande d'évaluation, le GRT compétent indique au GRD compétent ou au GRFD compétent si la demande de dérogation est complète. Si le GRT compétent estime que la demande est incomplète, le GRD compétent ou le GRFD compétent soumet les informations additionnelles requises dans un délai d'un mois à compter de la réception de la demande d'informations complémentaires.

5. Dans un délai de six mois à compter de la réception d'une demande de dérogation, le GRT compétent transmet son évaluation à l'autorité de régulation, avec tous les documents pertinents. Le délai de six mois peut être prolongé d'un mois si le GRT compétent demande des informations complémentaires au GRD compétent ou au GRFD compétent.

6. L'autorité de régulation adopte une décision concernant toute demande de dérogation dans les six mois à compter du jour suivant celui où elle reçoit la demande. Si la demande de dérogation est présentée par le GRD compétent ou le GRFD compétent, le délai de six mois commence à courir à compter du jour suivant celui de la réception de l'évaluation du GRT compétent en application du paragraphe 5.

7. Le délai de six mois visé au paragraphe 6 peut, avant son expiration, être prolongé de trois mois supplémentaires si l'autorité de régulation demande des informations complémentaires au gestionnaire de réseau compétent qui demande la dérogation ou à toute autre partie intéressée. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la date de réception de toutes les informations.

Le gestionnaire de réseau compétent communique toute information complémentaire demandée par l'autorité de régulation dans les deux mois à compter de la date de la demande. Si le gestionnaire de réseau compétent ne fournit pas les informations demandées dans ce délai, la demande de dérogation est réputée retirée, sauf si, avant l'expiration du délai:

- a) l'autorité de régulation décide d'accorder une prolongation;
- b) le gestionnaire de réseau compétent informe l'autorité de régulation, par une note argumentée, que la demande de dérogation est complète.

8. L'autorité de régulation rend une décision motivée concernant la demande de dérogation. Si l'autorité de régulation accorde une dérogation, elle en précise la durée.

9. L'autorité de régulation notifie sa décision au gestionnaire de réseau compétent à l'origine de la demande de dérogation, au GRT compétent et à l'Agence.

10. Les autorités de régulation peuvent fixer d'autres exigences concernant la préparation des demandes de dérogation par les gestionnaires de réseau compétents. Dans ce cadre, les autorités de régulation tiennent compte de la distinction entre le réseau de transport et le réseau de distribution au niveau national et consultent les gestionnaires de réseau, les propriétaires d'installations de production d'électricité et les parties prenantes, y compris les fabricants.

11. Une autorité de régulation peut révoquer une décision d'octroi de dérogation si les circonstances et les justifications sous-jacentes ne sont plus valables ou sur recommandation motivée de la Commission ou de l'Agence en vertu de l'article 65, paragraphe 2.

Article 64

Registre des dérogations aux exigences du présent règlement

1. Les autorités de régulation tiennent un registre de toutes les dérogations qu'elles ont accordées ou refusées et transmettent à l'Agence un registre actualisé et consolidé au minimum tous les six mois, dont une copie est remise à l'ENTSO pour l'électricité.

2. Le registre contient, en particulier:

- a) l'exigence ou les exigences pour lesquelles la dérogation est octroyée ou refusée;
- b) le contenu de la dérogation;
- c) les motifs de l'octroi ou du refus de la dérogation;
- d) les incidences de l'octroi de la dérogation.

Article 65

Surveillance des dérogations

1. L'Agence surveille la procédure d'octroi des dérogations en coopération avec les autorités de régulation ou les autorités compétentes de l'État membre. Les autorités de régulation ou les autorités compétentes de l'État membre fournissent à l'Agence toutes les informations nécessaires à cet effet.

2. L'Agence peut émettre une recommandation motivée à une autorité de régulation l'invitant à révoquer une dérogation au motif d'une justification insuffisante. La Commission peut émettre une recommandation motivée à une autorité de régulation ou à une autorité compétente de l'État membre l'invitant à révoquer une dérogation au motif d'une justification insuffisante.

3. La Commission peut demander à l'Agence de l'informer sur l'application des paragraphes 1 et 2 et de fournir les motifs pour lesquels elle a demandé ou non la révocation d'une dérogation.

TITRE VI

DISPOSITIONS TRANSITOIRES POUR LES TECHNOLOGIES ÉMERGENTES

Article 66

Technologies émergentes

1. À l'exception de l'article 30, les exigences du présent règlement ne s'appliquent pas aux unités de production d'électricité classées comme technologie émergente, conformément aux procédures établies dans le présent titre.

2. Une unité de production d'électricité est éligible à la classification comme technologie émergente en vertu de l'article 69 si elle répond aux critères suivants:

- a) elle est de type A;
- b) elle met en œuvre une technologie pouvant être commercialisée; et
- c) au moment de la demande de classification comme technologie émergente, les ventes cumulées de sa technologie dans une zone synchrone ne dépassent pas 25 % du niveau maximal de la puissance maximale cumulée établie conformément à l'article 67, paragraphe 1.

Article 67

Établissement de seuils pour la classification comme technologie émergente

1. Le niveau maximal de la puissance maximale cumulée des unités de production d'électricité classées comme technologie émergente dans une zone synchrone représente 0,1 % de la consommation annuelle maximale pour 2014 dans cette zone synchrone.

2. Les États membres veillent à ce que le niveau maximal de la puissance maximale cumulée des unités de production d'électricité de leur territoire classées comme technologie émergente soit calculé en multipliant le niveau maximal de la puissance maximale cumulée des unités de production d'électricité classées comme technologie émergente dans la zone synchrone concernée par le ratio de l'énergie électrique produite en 2014 dans l'État membre sur l'énergie électrique totale produite en 2014 dans la zone synchrone dont relève l'État membre.

Pour les États membres appartenant à des parties de zones synchrones différentes, le calcul est effectué au prorata pour chacune de ces parties et combiné pour obtenir l'allocation totale de cet État membre.

3. Le *Statistical Factsheet* de l'ENTSO pour l'électricité publié en 2015 constitue la source des données aux fins de l'application du présent article.

Article 68

Demande de classification comme technologie émergente

1. Dans un délai de six mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, les fabricants d'unités de production d'électricité de type A peuvent présenter à l'autorité de régulation compétente une demande de classification de leur technologie d'unité de production d'électricité comme technologie émergente.

2. En lien avec sa demande présentée en vertu du paragraphe 1, le fabricant communique à l'autorité de régulation compétente les ventes cumulées de la technologie concernée de l'unité de production d'électricité dans chaque zone synchrone au moment de la demande de classification comme technologie émergente.

3. Le fabricant apporte la preuve que la demande introduite en vertu du paragraphe 1 est conforme aux critères d'éligibilité fixés aux articles 66 et 67.

4. Lorsque des dispositions en ce sens s'appliquent dans un État membre, l'évaluation des demandes et l'approbation et le retrait d'une classification comme technologie émergente peuvent être réalisés par d'autres autorités que l'autorité de régulation.

Article 69

Évaluation et approbation des demandes de classification comme technologie émergente

1. Au plus tard douze mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, l'autorité de régulation compétente décide, en coordination avec toutes les autres autorités de régulation d'une zone synchrone, quelles unités de production d'électricité devraient, le cas échéant, être classées comme technologies émergentes. Toute autorité de régulation de la zone synchrone concernée peut demander un avis préalable à l'Agence, qui le rend dans les trois mois à compter de la réception de la demande. La décision de l'autorité de régulation compétente tient compte de l'avis de l'Agence.

2. Une liste des unités de production d'électricité approuvées comme technologies émergentes est publiée par chaque autorité de régulation d'une zone synchrone.

Article 70

Retrait de la classification comme technologie émergente

1. À compter de la date de la décision des autorités de régulation en vertu de l'article 69, paragraphe 1, tout fabricant d'une unité de production d'électricité classée comme technologie émergente communique à l'autorité de régulation tous les deux mois une mise à jour des ventes de ladite unité par État membre pour les deux mois écoulés. L'autorité de régulation rend publique la puissance maximale cumulée des unités de production d'électricité classées comme technologies émergentes.

2. Si la puissance maximale cumulée de l'ensemble des unités de production d'électricité classées comme technologies émergentes raccordées aux réseaux dépasse le seuil prévu à l'article 67, la classification comme technologie émergente est retirée par l'autorité de régulation compétente. La décision de retrait est publiée.

3. Sans préjudice des dispositions des paragraphes 1 et 2, toutes les autorités de régulation d'une zone synchrone peuvent décider de manière coordonnée de retirer une classification comme technologie émergente. Les autorités de régulation de la zone synchrone concernée peuvent demander un avis préalable à l'Agence, qui doit le rendre dans les trois mois à compter de la réception de la demande. Le cas échéant, la décision coordonnée des autorités de régulation prend en compte l'avis de l'Agence. La décision de retrait est publiée par chaque autorité de régulation d'une zone synchrone.

Les unités de production d'électricité classées comme technologies émergentes et raccordées au réseau avant la date de retrait de ladite classification comme technologie émergente sont considérées comme des unités de production d'électricité existantes et ne sont par conséquent soumises aux exigences du présent règlement qu'en application des dispositions de l'article 4, paragraphe 2, et des articles 38 et 39.

TITRE VII

DISPOSITIONS FINALES

Article 71

Modification des contrats et des modalités et conditions générales

1. Les autorités de régulation veillent à ce que toutes les clauses pertinentes figurant dans les contrats et dans les modalités et conditions générales relatives au raccordement au réseau des nouvelles unités de production d'électricité soient mises en conformité avec les exigences du présent règlement.

2. Toutes les clauses pertinentes figurant dans les contrats et dans les modalités et conditions générales relatives au raccordement au réseau des unités de production d'électricité existantes couvertes par l'ensemble ou certaines des exigences du présent règlement conformément à l'article 4, paragraphe 1, sont modifiées aux fins de leur mise en conformité avec les exigences du présent règlement. Les clauses pertinentes sont modifiées dans les trois ans à compter de la décision de l'autorité de régulation ou de l'État membre visée à l'article 4, paragraphe 1.

3. Les autorités de régulation veillent à ce que les accords nationaux passés entre les gestionnaires de réseau et les propriétaires d'installations de production d'électricité nouvelles ou existantes couvertes par le présent règlement et relatifs aux exigences de raccordement au réseau applicables aux installations de production d'électricité, en particulier dans les codes de réseau nationaux, reflètent les exigences énoncées dans le présent règlement.

*Article 72***Entrée en vigueur**

Le présent règlement entre en vigueur le vingtième jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.

Sans préjudice de l'article 4, paragraphe 2, point b), des articles 7, 58, 59 et 61 ainsi que du titre VI, les exigences du présent règlement s'appliquent trois ans après sa publication.

Le présent règlement est obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable dans tout État membre.

Fait à Bruxelles, le 14 avril 2016.

Par la Commission
Le président
Jean-Claude JUNCKER
