

**D042907/04**

**ASSEMBLÉE NATIONALE**

QUATORZIÈME LÉGISLATURE

**SÉNAT**

SESSION ORDINAIRE DE 2016-2017

---

---

Reçu à la Présidence de l'Assemblée nationale  
le 1<sup>er</sup> mars 2017

---

---

Enregistré à la Présidence du Sénat  
le 1<sup>er</sup> mars 2017

**TEXTE SOUMIS EN APPLICATION DE  
L'ARTICLE 88-4 DE LA CONSTITUTION**

PAR LE GOUVERNEMENT,

À L'ASSEMBLÉE NATIONALE ET AU SÉNAT.

**Règlement (UE) de la Commission** établissant une ligne directrice sur la gestion  
du réseau de transport de l'électricité

E 11893





Conseil de  
l'Union européenne

Bruxelles, le 24 février 2017  
(OR. en)

6668/17

ENER 88

#### NOTE DE TRANSMISSION

---

Origine:	Commission européenne
Date de réception:	23 février 2017
Destinataire:	Secrétariat général du Conseil
N° doc. Cion:	D042907/04
Objet:	RÈGLEMENT (UE) .../... DE LA COMMISSION du XXX établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

---

Les délégations trouveront ci-joint le document D042907/04.

---

p.j.: D042907/04



Bruxelles, le **XXX**  
D042907/04  
[...](2017) **XXX** draft

**RÈGLEMENT (UE) .../... DE LA COMMISSION**

**du **XXX****

**établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité**

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

# RÈGLEMENT (UE) .../... DE LA COMMISSION

du **XXX**

**établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'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<sup>1</sup>, et notamment son article 18, paragraphe 3, point d), et paragraphe 5,

considérant ce qui suit:

- (1) Un marché intérieur de l'énergie pleinement fonctionnel et interconnecté est crucial pour maintenir la sécurité d'approvisionnement énergétique, renforcer la concurrence et garantir des prix de l'énergie abordables pour tous les consommateurs.
- (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.
- (3) Il convient d'énoncer des règles harmonisées relatives à la gestion du réseau de transport à l'intention des gestionnaires de réseau de transport (GRT), des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et des utilisateurs significatifs du réseau (USR) afin de mettre en place un cadre juridique clair pour la gestion du réseau, de faciliter les échanges d'électricité dans l'ensemble de l'Union, de garantir la sécurité du réseau, de garantir la disponibilité et l'échange des données et informations nécessaires entre les GRT et entre les GRT et toutes les autres parties prenantes, de faciliter l'intégration des sources d'énergie renouvelables, de permettre une utilisation plus efficace du réseau et d'accroître la concurrence, au bénéfice des consommateurs.
- (4) Afin de garantir la sécurité d'exploitation du réseau de transport interconnecté, il est essentiel de définir un ensemble commun d'exigences minimales applicables à la gestion du réseau, à la coopération transfrontalière entre les GRT et à l'utilisation des différentes caractéristiques des GRD et USR connectés.
- (5) Tous les GRT devraient satisfaire aux exigences minimales communes relatives aux procédures nécessaires pour préparer la gestion en temps réel, développer des modèles de réseau individuels et établir des modèles de réseau communs, pour faciliter l'utilisation coordonnée et efficace des actions correctives qui sont nécessaires pour la gestion en temps réel afin de maintenir la sécurité d'exploitation ainsi que la qualité et la stabilité du réseau de transport interconnecté, pour soutenir le fonctionnement

---

<sup>1</sup> JO L 211 du 14.8.2009, p. 15.

efficace du marché intérieur européen de l'électricité et pour faciliter l'intégration des sources d'énergie renouvelables (SER).

- (6) S'il existe actuellement diverses initiatives régionales de coopération en matière de gestion du réseau mises en œuvre par les GRT, il est nécessaire de formaliser la coordination entre les GRT pour faire face à la transformation du marché de l'électricité de l'Union. Les règles de gestion du réseau définies dans le présent règlement nécessitent un cadre institutionnel permettant une coordination plus étroite entre les GRT, notamment la collaboration obligatoire des GRT avec les coordinateurs régionaux de la sécurité («CSR»). Les exigences communes concernant l'établissement de CSR et la définition de leurs tâches dans le présent règlement constituent une première étape vers le renforcement de la coordination régionale et l'intégration de la gestion du réseau et devraient faciliter la réalisation des objectifs du règlement (CE) n° 714/2009 et permettre un relèvement des normes en matière de sécurité d'approvisionnement dans l'Union.
- (7) Le présent règlement devrait établir un cadre pour la coopération requise des GRT, en désignant des CSR. Ces CSR devraient formuler des recommandations à l'intention des GRT de la région de calcul de la capacité pour laquelle ils sont nommés. Chaque GRT devrait décider s'il suit ou non les recommandations du CSR. Le GRT devrait rester responsable du maintien de la sécurité d'exploitation de sa zone de contrôle.
- (8) Des règles relatives à la formation et à la certification sont requises afin de garantir que les personnels des gestionnaires de réseau et les autres personnels de gestion sont compétents et bien formés, et que les employés du gestionnaire de réseau affectés à la gestion en temps réel soient certifiés pour gérer de manière sûre le réseau de transport dans toutes les situations d'exploitation. Ces règles en matière de formation et de certification renforcent et formalisent les meilleures pratiques existantes parmi les GRT et garantissent l'application de prescriptions minimales par tous les GRT de l'Union.
- (9) Les exigences en matière d'essai et de surveillance visent à garantir le bon fonctionnement des éléments du réseau de transport, du réseau de distribution et des équipements des utilisateurs du réseau. La planification et la coordination d'essais d'exploitation sont nécessaires pour réduire au minimum les perturbations de la stabilité, du fonctionnement et de l'efficacité économique du réseau interconnecté.
- (10) Les indisponibilités planifiées affectant la stabilité du réseau au-delà de la zone de contrôle d'un GRT, il convient que chaque GRT contrôle, dans le cadre de la planification d'exploitation, la faisabilité des coupures prévues pour chaque échéance et, au besoin, coordonne les coupures avec les GRT, GRD et les USR lorsque ces coupures ont un impact sur les flux transfrontaliers affectant la sécurité d'exploitation des réseaux de transport.
- (11) Les processus de gestion et de programmation nécessaires pour anticiper les difficultés liées à la sécurité lors de la gestion en temps réel et pour définir des mesures correctives appropriées imposent d'échanger en temps utile les données pertinentes. Il convient donc que rien ne fasse obstacle à ces échanges entre les différents acteurs concernés.
- (12) Un des processus les plus cruciaux pour assurer la sécurité d'exploitation avec un degré élevé de fiabilité et de qualité est le réglage fréquence-puissance (RFP). Un RFP efficace n'est possible que si les GRT et les GRD de raccordement des réserves ont l'obligation de coopérer aux fins de la gestion des réseaux de transport interconnectés considérés comme une seule entité, et que les unités de production d'électricité et les installations de consommation des fournisseurs ont l'obligation de satisfaire à des exigences techniques minimales.

- (13) Les dispositions concernant le RFP et les réserves visent à établir des exigences claires, objectives et harmonisées à l'intention des GRT, des GRD de raccordement des réserves, des installations de production d'électricité et des installations de consommation des fournisseurs, afin de garantir la sécurité d'exploitation du réseau et de contribuer à la non-discrimination, à la concurrence effective et au fonctionnement efficace du marché intérieur de l'électricité. Ces dispositions constituent le cadre technique nécessaire au développement de marchés d'équilibrage transfrontaliers.
- (14) Afin de garantir la qualité de la fréquence commune du réseau, il est essentiel de définir un ensemble commun d'exigences et de principes minimaux pour le RFP à l'échelle de l'Union et les réserves afin de servir de base à la coopération transfrontalière entre les GRT et, le cas échéant, afin de tirer parti des caractéristiques des systèmes de production d'électricité, de consommation et de distribution raccordés. À cette fin, le présent règlement traite de la structure du RFP et des règles d'exploitation, des critères et objectifs de qualité, du dimensionnement des réserves, de l'échange, du partage et de la distribution des réserves et de la surveillance liée au RFP.
- (15) Les zones synchrones ne s'arrêtent pas aux frontières de l'Union et peuvent inclure le territoire de pays tiers. L'Union, les États membres et les GRT devraient viser à l'exploitation sûre du réseau dans toutes les zones synchrones présentes dans toute l'Union. Ils devraient soutenir les pays tiers aux fins de l'application de règles similaires à celles prévues dans le présent règlement. L'ENTSO pour l'électricité devrait faciliter la coopération entre les GRT de l'Union et ceux de pays tiers en ce qui concerne l'exploitation sûre du réseau.
- (16) Conformément à l'article 8 du règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil<sup>2</sup>, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie ("l'Agence") devrait statuer si les autorités de régulation compétentes ne parviennent pas à un accord sur des modalités et conditions ou des méthodologies communes.
- (17) Le présent règlement a été élaboré en étroite coopération avec l'Agence, l'ENTSO pour l'électricité et les parties intéressées, afin d'adopter des règles efficaces, équilibrées et proportionnées de manière transparente et participative. Conformément à l'article 18, paragraphe 3, du règlement (CE) n° 714/2009, la Commission consultera l'Agence, l'ENTSO pour l'électricité et les autres parties intéressées avant toute proposition de modification du présent règlement.
- (18) 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:

---

<sup>2</sup> Règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (JO L 211 du 14.8.2009, p. 1).

**PARTIE I**  
**DISPOSITIONS GÉNÉRALES**

*Article premier*  
*Objet*

Aux fins du maintien de la sécurité d'exploitation, de la qualité de la fréquence et de l'utilisation efficace du réseau interconnecté et des ressources, le présent règlement fixe des lignes directrices détaillées sur:

- (a) les exigences et les principes concernant la sécurité d'exploitation;
- (b) les règles et les responsabilités en matière de coordination et d'échange de données entre les GRT, entre les GRT et les GRD, et entre les GRT ou les GRD et les USR dans la planification de l'exploitation et l'exploitation proche du temps réel;
- (c) les règles relatives à la formation et à la certification des employés du gestionnaire de réseau;
- (d) les exigences concernant la coordination des indisponibilités;
- (e) les exigences applicables à la programmation entre les zones de régulation des GRT; et
- (f) les règles visant à établir un cadre de l'Union pour le réglage fréquence-puissance et les réserves.

*Article 2*  
*Champ d'application*

1. Les règles et les exigences énoncées dans le présent règlement s'appliquent aux USR suivants:
  - (a) installations de production d'électricité existantes et nouvelles qui sont ou seraient classées dans les types B, C et D conformément à l'article 5 du règlement de la Commission (UE) n° 2016/631<sup>3</sup>;
  - (b) installations de consommation existantes et nouvelles raccordées à un réseau de transport;
  - (c) réseaux de distribution fermés existants et nouveaux raccordés à un réseau de transport;

---

<sup>3</sup> 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 (JO L 112 du 27.4.2016, p. 1).

- (d) installations de consommation existantes et nouvelles, réseaux de distribution fermés et tiers s'ils fournissent des services de participation active de la demande directement au GRT selon les critères énoncés à l'article 27 du règlement de la Commission (EU) 2016/1388<sup>4</sup>;
  - (e) les fournisseurs de redispatching d'unités de production d'électricité ou d'installations de consommation au moyen d'agrégation et les fournisseurs de réserve de puissance active conformément au titre 8 de la partie IV du présent règlement; et
  - (f) les systèmes en courant continu à haute tension (HVDC) existants et nouveaux, conformément aux critères énoncés à l'article 3, paragraphe 1, du règlement de la Commission (UE) 2016/1447<sup>5</sup>.
2. Le présent règlement s'applique à tous les réseaux de transport, réseaux de distributions et interconnexions dans l'Union et aux coordinateurs régionaux en matière de sécurité, sauf les réseaux de transport et de distribution ou des parties de ces réseaux 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 (CE), de Grande-Bretagne (GB), des pays nordiques, d'Irlande et d'Irlande du Nord IE/NI) ou de la Baltique.
  3. Lorsqu'il existe plusieurs GRT dans un État membre, le présent règlement s'applique à tous ces GRT. Lorsqu'un GRT n'assume pas de fonction pertinente pour une ou plusieurs des obligations prévues dans le présent règlement, les États membres peuvent, dans le cadre de la réglementation nationale, décider que la responsabilité d'un GRT de s'acquitter d'une, de plusieurs ou de toutes les obligations découlant du présent règlement est assignée à un ou plusieurs GRT particuliers.
  4. Les GRT de Lituanie, de Lettonie et d'Estonie, aussi longtemps et dans la mesure où ils fonctionnent en mode synchrone dans une zone synchrone où tous les pays ne sont pas liés par la législation européenne, sont exemptés des dispositions énumérées à l'annexe I du présent règlement, sauf disposition contraire dans un accord de coopération avec les GRT de pays tiers fixant la base de leur coopération en ce qui concerne la sécurité d'exploitation du réseau en application de l'article 13.
  5. 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.

---

<sup>4</sup> Règlement (EU) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (JO L 223 du 18.8.2016, p. 10).

<sup>5</sup> Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (JO L 241 du 8.9.2016, p. 1).

### *Article 3* *Définitions*

Aux fins du présent règlement, les définitions de l'article 2 du règlement (CE) n° 714/2009, de l'article 2 du règlement n° (UE) 2015/1222 de la Commission<sup>6</sup>, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/631 de la Commission, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission, de l'article 2 du règlement (UE) 2016/1447, de l'article 2 du règlement n° [000/2015 FCA], de l'article 2 du règlement (UE) n° 543/2013<sup>7</sup> concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et de l'article 2 de la directive 2009/72/CE<sup>8</sup> s'appliquent.

En outre, on entend par:

1. «sécurité d'exploitation», la capacité du réseau de transport à conserver un état normal ou à revenir à un état normal dès que possible, et qui se caractérise par des limites de sécurité d'exploitation;
2. «contrainte», une situation dans laquelle il est nécessaire de préparer et de mettre en œuvre une action corrective afin de respecter les limites de sécurité d'exploitation;
3. «situation N», la situation dans laquelle aucun élément du réseau de transport n'est indisponible suite à un aléa;
4. «liste des aléas», la liste des aléas à simuler afin de tester la conformité avec les limites de sécurité d'exploitation;
5. «état normal», une situation dans laquelle le réseau se situe dans les limites de sécurité d'exploitation dans la situation N et après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas, compte tenu de l'effet des actions correctives possibles;
6. «réserves de stabilisation de la fréquence» (FCR), les réserves de puissance active disponibles pour stabiliser la fréquence du réseau suite à un déséquilibre;
7. «réserves de restauration de la fréquence» (FRR), les réserves de puissance active disponibles afin de ramener la fréquence du réseau à la fréquence nominale et, dans le cas d'une zone synchrone composée de plusieurs zones RFP, de ramener la balance des échanges de puissance à la valeur programmée;
8. «réserves de remplacement» (RR), les réserves de puissance active, y compris les réserves de production d'électricité, disponibles pour restaurer ou maintenir le niveau requis de FRR afin d'être préparé en cas de déséquilibres supplémentaires sur le réseau;

---

<sup>6</sup> 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).

<sup>7</sup> 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).

<sup>8</sup> 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).

9. «fournisseur de réserves», une entité juridique ayant une obligation légale ou contractuelle de fournir des FCR, FRR ou RR à partir d'au moins une unité ou groupe de fourniture de réserves;
10. «unité fournissant des réserves», une seule ou un groupement d'installations de production d'électricité et/ou d'installations de consommation raccordées à un point de raccordement commun satisfaisant aux exigences applicables pour fournir des FCR, FRR ou RR;
11. «groupe fournissant des réserves», un groupement d'installations de production d'électricité, d'installations de consommation et/ou d'unités de fourniture de réserves raccordées à plusieurs points de raccordement et satisfaisant aux exigences applicables pour fournir des FCR, FRR ou RR;
12. «zone de réglage fréquence-puissance» (zone RFP), une partie d'une zone synchrone ou l'ensemble d'une zone synchrone, délimitée physiquement par des points de mesure aux interconnexions avec d'autres zones RFP, exploitée par un ou plusieurs GRT s'acquittant des obligations de réglage fréquence-puissance;
13. «délai de restauration de la fréquence», le temps maximal attendu suite à un déséquilibre instantané de puissance inférieur ou égal à l'incident de référence dans lequel la fréquence du réseau revient dans la plage de restauration de la fréquence pour les zones synchrones au sein d'une seule zone RFP et, dans le cas des zones synchrones comportant plusieurs zones RFP, le temps maximal attendu suite à un déséquilibre instantané de puissance pour que ce déséquilibre soit compensé;
14. «critère (N-1)», la règle selon laquelle les éléments qui continuent à fonctionner à l'intérieur de la zone de contrôle d'un GRT après la survenue d'un aléa sont capables de faire face à la nouvelle situation sans enfreindre les limites de sécurité d'exploitation;
15. «situation (N-1)», la situation sur le réseau de transport où un aléa figurant sur la liste des aléas est survenu;
16. «réserve de puissance active», les réserves d'équilibrage disponibles pour la stabilisation de la fréquence;
17. «état d'alerte», l'état du réseau dans lequel le réseau se situe dans les limites de sécurité d'exploitation mais un aléa figurant sur la liste des aléas a été détecté et, s'il survient, les actions correctives disponibles ne sont pas suffisantes pour maintenir l'état normal;
18. «bloc de réglage fréquence-puissance» (bloc RFP), une partie d'une zone synchrone ou la totalité d'une zone synchrone, délimitée physiquement par des points de mesure aux interconnexions avec d'autres blocs RFP, constitués d'une ou plusieurs zones RFP, exploitée par un ou plusieurs GRT s'acquittant des obligations de réglage fréquence-puissance;
19. «écart de réglage de zone» (ACE), la somme de l'écart de réglage de la puissance ( $\Delta P$ ), à savoir la différence en temps réel entre la valeur effective mesurée de l'échange de puissance (P) et le programme de réglage (P0) d'une zone ou d'un bloc RFP spécifique et l'écart de réglage de la fréquence ( $K \cdot \Delta f$ ), à savoir le produit du

facteur K et de l'écart de fréquence de cette zone ou ce bloc RFP, où l'écart de réglage de zone est égal à  $\Delta P + K \cdot \Delta f$ ;

20. «programme de réglage», une série de paramètres de réglage pour le solde des échanges de puissance d'une zone RFP ou d'un bloc RFP par les interconnexions à courant alternatif;
21. «réglage de la tension», les actions de réglage manuelles ou automatiques au nœud de production d'électricité, aux nœuds terminaux des lignes de courant alternatif ou des systèmes HVDC, sur les transformateurs, ou autres éléments, destinées à maintenir la tension de consigne ou la valeur de consigne de puissance réactive;
22. «état de panne généralisée (black-out)», l'état du réseau dans lequel tout ou partie du réseau de transport est stoppé;
23. «aléa interne», un aléa à l'intérieur de la zone de contrôle d'un GRT, y compris les interconnexions;
24. «aléa externe», un aléa à l'extérieur de la zone de contrôle d'un GRT, à l'exclusion des interconnexions, avec un facteur d'influence plus élevé que le seuil d'influence d'aléa;
25. «facteur d'influence», la valeur numérique utilisée pour quantifier l'effet d'une indisponibilité d'un élément du réseau de transport situé à l'extérieur de la zone de contrôle d'un GRT à l'exclusion des interconnexions, en termes de modification des flux de puissance ou de tension provoquées par cette indisponibilité sur tout élément du réseau de transport. Plus cette valeur est élevée, plus l'effet est important;
26. «seuil d'influence d'aléa», une valeur limite numérique sur la base de laquelle les facteurs d'influence sont contrôlés, la survenue d'un aléa situé à l'extérieur de la zone de contrôle d'un GRT avec un facteur d'influence supérieur au seuil d'influence d'aléa étant considérée comme ayant un impact significatif sur la zone de contrôle du GRT en question, y compris les interconnexions.
27. «analyse des aléas», une simulation par ordinateur des aléas figurant sur la liste des aléas;
28. «temps critique d'élimination d'un défaut», la durée maximale d'un défaut pendant laquelle le réseau de transport conserve un fonctionnement stable;
29. «défaut», tous les types de courts-circuits (mono-, bi- et triphasé, avec et sans mise à la terre), un conducteur brisé, un circuit interrompu, ou une connexion intermittente, entraînant la non-disponibilité permanente de l'élément de réseau de transport touché;
30. «élément de réseau de transport», tout composant du réseau de transport;
31. «perturbation», tout événement non planifié qui peut avoir pour effet que le réseau de transport s'écarte de son état normal;
32. «stabilité dynamique», un terme usuel englobant la stabilité angulaire du rotor, la stabilité en fréquence et la stabilité en tension;

33. «évaluation de la stabilité dynamique», l'évaluation de la sécurité d'exploitation en termes de stabilité dynamique;
34. «stabilité en fréquence», la capacité du réseau de transport à maintenir une fréquence stable dans la situation N et après avoir subi une perturbation;
35. «stabilité en tension», la capacité du réseau de transport à maintenir des tensions acceptables à tous les nœuds du réseau de transport dans la situation N et après avoir subi une perturbation;
36. «état du réseau», l'état de fonctionnement du réseau de transport en relation avec les limites de sécurité d'exploitation: état normal, état d'alerte, état d'urgence, état de panne généralisée et état de reconstitution;
37. «état d'urgence», l'état du réseau dans lequel une ou plusieurs limites de sécurité d'exploitation sont franchies;
38. «état de reconstitution», l'état du réseau dans lequel l'objectif de toutes les activités sur le réseau de transport est de rétablir le fonctionnement du réseau et de maintenir la sécurité d'exploitation après l'état de panne généralisée ou l'état d'urgence;
39. «aléa exceptionnel», la survenue simultanée de plusieurs aléas provoquée par une même cause,
40. «écart de fréquence», la différence, négative ou positive, entre la fréquence réelle et la fréquence nominale de la zone synchrone;
41. «fréquence du réseau», la fréquence électrique du réseau qui peut être mesurée en tout point de la zone synchrone, en considérant 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;
42. «processus de restauration de la fréquence» (FRP), le processus qui vise à ramener la fréquence du réseau à la fréquence nominale et, dans le cas des zones synchrones composées de plusieurs zones RFP, le processus qui vise à ramener l'équilibre de puissance à la valeur programmée;
43. «écart de réglage dans la restauration de la fréquence» (FRCE), l'écart de réglage dans le FRP qui est égal à l'ACE d'une zone RFP ou égal à l'écart de fréquence lorsque la zone RFP correspond géographiquement à la zone synchrone;
44. «programme», une série de valeurs de référence représentant la production, la consommation ou l'échange d'électricité sur une période donnée;
45. «facteur K» d'une zone RFP ou d'un bloc RFP, une valeur exprimée en mégawatts par hertz (MW/Hz), aussi proche que possible de la somme du réglage automatique de la production, de l'autorégulation de la charge et de la contribution de la réserve de stabilisation de la fréquence, ou supérieure à cette somme, divisée par l'écart maximal de fréquence en régime permanent;

46. «état local», la qualification d'un état d'alerte, d'urgence ou de panne généralisée lorsqu'il n'existe aucun risque d'extension des conséquences en dehors de la zone de contrôle, y compris les interconnexions raccordées à cette zone de contrôle;
47. «écart maximal de la fréquence en régime permanent», l'écart maximal de fréquence attendu après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'incident de référence dans lequel la fréquence du réseau est conçue pour rester stable;
48. «zone d'observabilité», un réseau de transport d'un GRT et les parties pertinentes des réseaux de distribution et des réseaux de transport des GRT voisins sur laquelle le GRT met en œuvre une surveillance et une modélisation en temps réel afin de maintenir la sécurité d'exploitation dans sa zone de contrôle, y compris les interconnexions;
49. «GRT voisins», les GRT directement raccordés par une interconnexion à courant alternatif ou continu;
50. «analyse de sécurité d'exploitation», l'ensemble des activités par ordinateur, manuelles et automatiques menées afin d'évaluer la sécurité d'exploitation du réseau de transport et de déterminer les actions correctives nécessaires pour maintenir cette sécurité d'exploitation;
51. «indicateurs de sécurité d'exploitation», des indicateurs utilisés par les GRT pour surveiller la sécurité d'exploitation en termes des états du réseau ainsi que des défauts et perturbations qui influent sur la sécurité d'exploitation;
52. «échelle de sécurité d'exploitation», l'échelle utilisée par les GRT pour surveiller la sécurité d'exploitation sur la base des indicateurs de sécurité d'exploitation;
53. «essais opérationnels», les essais exécutés par un GRT ou un GRD aux fins de la maintenance, du développement de pratiques de gestion du réseau et de formation à cette gestion, et en vue d'acquérir des informations sur le comportement du réseau de transport en conditions anormales, et les essais exécutés par les USR à des fins analogues sur leurs installations;
54. «aléa ordinaire», l'occurrence d'un aléa sur une seule ligne ou injection;
55. «aléa hors dimensionnement», la survenue simultanée de plusieurs aléas sans cause commune, ou une perte d'installations de production d'électricité aboutissant à une perte totale de capacité de production d'électricité supérieure à celle de l'incident de référence;
56. «valeur de la rampe», la vitesse de variation de la puissance active d'une installation de production d'électricité, d'une installation de consommation ou d'un système HVDC;
57. «réserve de puissance réactive», la puissance réactive disponible pour le maintien de la tension;
58. «incident de référence», l'écart de puissance positif ou négatif maximal survenant instantanément entre la production et la consommation dans une zone synchrone, pris en compte dans le dimensionnement des FCR;

59. «stabilité angulaire du rotor», la capacité des machines synchrones de garder le synchronisme en situation-N et après avoir été soumises à une perturbation;
60. «plan de sécurité», le plan qui contient une analyse des risques pour les actifs critiques d'un GRT en fonction des principales menaces physiques et informatiques, avec une évaluation des impacts potentiels;
61. «limites de stabilité», les valeurs extrêmes admissibles pour l'exploitation du réseau de transport en termes du respect des limites de stabilité en tension, de stabilité angulaire du rotor et de stabilité en fréquence;
62. «état de zone étendue», la qualification d'un état d'alerte, d'un état d'urgence ou d'un état de panne généralisée, lorsqu'il existe un risque de propagation aux réseaux de transport interconnectés;
63. «plan de défense du réseau», les mesures techniques et organisationnelles à prendre afin d'empêcher la propagation ou l'aggravation d'une perturbation sur le réseau de transport, afin d'éviter une perturbation avec état de zone étendue et un état de panne généralisée;
64. «topologie», les données concernant la connectivité des différents éléments du réseau de transport ou de distribution dans un poste électrique, y compris la configuration électrique et la position des disjoncteurs et des sectionneurs;
65. «surcharges transitoires admissibles», les surcharges temporaires d'éléments du réseau de transport qui sont autorisées pendant une durée limitée et n'entraînent pas de dommage physique aux éléments du réseau de transport pour autant que la durée et les seuils fixés soient respectés;
66. «ligne d'interconnexion virtuelle», une donnée supplémentaire pour les régulateurs des zones RFP concernés qui a le même effet qu'une valeur mesurée sur une interconnexion physique et permet l'échange d'énergie électrique entre les zones respectives;
67. «systèmes de transport flexibles en courant alternatif (FACTS)», les équipements du réseau de transport de l'électricité en courant alternatif qui permettent d'améliorer son réglage et d'accroître sa capacité de transfert de puissance active;
68. «adéquation», la capacité des injections dans une zone à satisfaire la demande dans cette zone;
69. «programme externe compensé agrégé», un programme représentant le bilan d'agrégation de tous les programmes externes de GRT et programmes d'échanges commerciaux externes entre deux zones de programmation ou entre une zone de programmation et un groupe d'autres zones de programmation;
70. «plan de disponibilité», la combinaison de tous les états de disponibilité planifiés d'un actif pertinent pendant une durée donnée;
71. «état de disponibilité», la capacité d'une installation de production d'électricité, d'un élément de réseau ou d'une installation de consommation à fournir un service pendant une durée donnée, qu'il soit ou non en service;

72. «proche du temps réel», le laps de temps, inférieur à quinze minutes, entre la fermeture du dernier guichet infrajournalier et le temps réel;
73. «programme de consommation», un programme représentant la consommation d'une installation de consommation ou d'un groupe d'installations de consommation;
74. «environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation», l'ensemble des programmes d'application et des équipements développés afin de permettre le stockage, l'échange et la gestion des données utilisées pour les processus de planification de l'exploitation entre les GRT;
75. «programme d'échanges commerciaux extérieurs, un programme représentant les échanges commerciaux d'électricité entre acteurs du marché dans différentes zones de programmation;
76. «programme extérieur de GRT», un programme représentant les échanges d'électricité entre GRT dans différentes zones de programmation;
77. «indisponibilité fortuite», le retrait non planifié d'un actif pertinent, pour une raison urgente en dehors du contrôle de l'exploitant de l'actif concerné;
78. «programme de production d'électricité», un programme représentant la production d'électricité d'une unité de production d'électricité ou d'un groupe d'unités de production d'électricité;
79. «programme d'échanges commerciaux intérieurs», un programme représentant les échanges commerciaux d'électricité entre différents acteurs du marché à l'intérieur d'une zone de programmation;
80. «actif interne pertinent», un actif pertinent qui fait partie d'une zone de contrôle d'un GRT ou un actif pertinent situé dans un réseau de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, raccordé directement ou indirectement à la zone de contrôle de ce GRT;
81. «position nette des échanges en courant alternatif d'une zone», le solde agrégé de tous les programmes des échanges extérieurs en courant alternatif d'une zone;
82. «zone de coordination des indisponibilités», un ensemble de zones de réglage pour lesquelles les GRT définissent des procédures aux fins de la surveillance et, lorsque nécessaire, de la coordination de l'état de disponibilité des actifs pertinents pour toutes les échéances;
83. «installation de consommation pertinente», une installation de consommation qui participe à la coordination des indisponibilités et dont l'état de disponibilité influence la sécurité d'exploitation transfrontalière;
84. «actif pertinent», toute installation de consommation pertinente, toute unité de production d'électricité pertinente, ou tout élément de réseau pertinent participant à la coordination des indisponibilités;
85. «élément de réseau pertinent», tout composant d'un réseau de transport ou d'un réseau de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, tel qu'une ligne

individuelle, un circuit individuel, un transformateur individuel, un transformateur déphaseur individuel, ou un dispositif de compensation de la tension, qui participe à la coordination des indisponibilités et dont l'état de disponibilité influence la sécurité d'exploitation transfrontalière;

86. «incompatibilité dans la planification des indisponibilités», l'état dans lequel une combinaison, d'une part, de l'état de disponibilité d'un ou plusieurs éléments de réseau pertinents, d'une ou plusieurs unités de production d'électricité, et/ou d'une ou plusieurs installations de consommation et, d'autre part, de la meilleure estimation de la situation du réseau d'électricité prévue résulte en une violation des limites de sécurité d'exploitation, compte tenu des actions correctives non coûteuses dont dispose le GRT;
87. «responsable de la planification des indisponibilités» une entité chargée de planifier l'état de disponibilité d'une unité de production d'électricité pertinente, d'une installation de consommation pertinente ou d'un élément de réseau pertinent;
88. «unité de production d'électricité pertinente», une unité de production d'électricité qui participe à la coordination des indisponibilités et dont l'état de disponibilité influence la sûreté opérationnelle transfrontalière;
89. «coordinateur de sécurité régional» (CSR), l'entité ou les entités, détenues ou contrôlées par les GRT, dans une ou plusieurs régions de calcul de la capacité, qui exécutent des tâches liées à la coordination régionale des GRT;
90. «responsable de la programmation», l'entité ou les entités chargées de fournir les programmes émanant des acteurs du marché aux GRT ou, le cas échéant, à des tiers;
91. «zone de programmation», une zone au sein de laquelle les obligations du GRT relatives à la programmation s'appliquent, du fait de nécessités opérationnelles ou organisationnelles;
92. «à une semaine», la semaine qui précède la semaine civile d'exploitation;
93. «à un an», l'année qui précède l'année civile d'exploitation;
94. «GRT affecté», un GRT ayant besoin, aux fins de l'analyse et du maintien de la sûreté d'exploitation, d'informations sur les échanges de réserves et/ou le partage de réserves et/ou les processus de compensation des déséquilibres et/ou les processus d'activation transfrontalière;
95. «capacité de réserve», le volume de FCR, FRR ou RR dont doit disposer le GRT;
96. «échange de réserves», la possibilité pour un GRT d'accéder à la capacité de réserve raccordée à une autre zone RFP, un autre bloc RFP ou une autre zone synchrone, afin de respecter ses exigences en matière de réserves découlant de son processus de dimensionnement des réserves, qu'il s'agisse de FCR, de FRR, ou de RR, cette capacité de réserve étant destinée exclusivement à ce GRT et n'étant prise en compte par aucun autre GRT afin de respecter ses exigences en matière de réserves découlant de son processus de dimensionnement des réserves;

97. «partage de réserves», un mécanisme dans lequel plusieurs GRT prennent en compte une même capacité de réserve, qu'il s'agisse de FCR, FRR ou RR, afin de respecter leurs exigences respectives en matière de réserves découlant de leur processus de dimensionnement des réserves;
98. «durée de déclenchement de l'état d'alerte», le temps qui s'écoule avant que l'état d'alerte ne devienne actif;
99. «FRR automatiques», des FRR qui peuvent être activées par un dispositif de régulation automatique;
100. «délai d'activation des FRR automatiques», le temps qui s'écoule entre la fixation d'une nouvelle consigne par le régulateur de restauration de la fréquence et le démarrage de la fourniture physique des FRR automatiques;
101. «temps d'activation complète des FRR automatiques», le temps qui s'écoule entre la fixation d'une nouvelle consigne par le régulateur de restauration de la fréquence et l'activation ou désactivation correspondante des FRR automatiques;
102. «données moyennes relatives à un FRCE», l'ensemble de données constitué par la valeur moyenne des FRCE instantanés enregistrés dans une zone RFP ou un bloc RFP au cours d'une période mesurée donnée;
103. «GRT fournisseur de la capacité de réglage», le GRT qui déclenche l'activation de sa capacité de réserve pour un GRT destinataire de la capacité de réglage dans les conditions prévues dans un accord pour le partage de réserves;
104. «GRT destinataire de la capacité de réglage», le GRT qui calcule la capacité de réserve en tenant compte de la capacité de réserve qui est accessible auprès d'un GRT fournisseur de la capacité de réglage dans les conditions prévues dans un accord pour le partage de réserves;
105. «processus d'application des critères», le processus de calcul des paramètres cibles de la zone synchrone, du bloc RFP et de la zone RFP, sur la base des données obtenues dans le cadre du processus de collecte et de fourniture des données;
106. «processus de collecte et de fourniture des données», le processus de collecte de l'ensemble de données nécessaires pour appliquer les critères d'évaluation de la qualité de la fréquence;
107. «processus d'activation transfrontalière des FRR», un processus convenu entre les GRT y prenant part, qui permet d'activer les FRR raccordées dans une zone RFP différente en corrigeant en conséquence la contribution des FRP entrant en jeu;
108. «processus d'activation transfrontalière des RR», un processus convenu entre les GRT y prenant part, qui permet d'activer les RR raccordées dans une zone RFP différente en corrigeant en conséquence la contribution du RRP entrant en jeu;
109. «incident dimensionnant», le déséquilibre de puissance active survenant instantanément le plus élevé envisagé au sein d'un bloc RFP, dans le sens positif et négatif;

110. «écart temporel électrique», l'écart de temps entre le temps synchrone et le temps universel coordonné (UTC);
111. «écart de fréquence correspondant à l'activation complète des FCR», la valeur nominale de la variation de fréquence à laquelle les FCR d'une zone synchrone sont activées complètement;
112. «temps d'activation complète des FCR», la période qui s'écoule entre la survenue d'un incident de référence et l'activation complète correspondante des FCR;
113. «FCR soumises à obligation», la partie ou la totalité de la réserve FCR dont un GRT est responsable;
114. «processus de stabilisation de la fréquence», ou FCP, un processus qui vise à stabiliser la fréquence du réseau en compensant les déséquilibres à l'aide de réserves appropriées;
115. «processus de couplage de la fréquence», un processus convenu entre tous les GRT de deux zones synchrones, qui permet de relier l'activation des FCR en adaptant les flux HVDC entre les zones synchrones;
116. «paramètre de définition de la qualité de la fréquence», les principales variables de la fréquence du réseau qui définissent les principes de la qualité de la fréquence;
117. «paramètre cible de la qualité de la fréquence», la principale cible pour la fréquence du réseau en fonction de laquelle le comportement des processus d'activation des FCR, FRR et RR est évalué dans l'état normal;
118. «critères d'évaluation de la qualité de la fréquence», un ensemble de calculs fondés sur des mesures de la fréquence du réseau qui permet d'évaluer la qualité de la fréquence du réseau au regard des paramètres cibles de la qualité de la fréquence;
119. «données d'évaluation de la qualité de la fréquence», l'ensemble de données qui permet de calculer les critères d'évaluation de la qualité de la fréquence;
120. «plage de rétablissement de la fréquence», la plage de fréquences du réseau dans laquelle il est prévu que la fréquence du réseau revienne, dans les zones synchrones GB et IE/NI, après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'incident de référence, dans le délai de rétablissement de la fréquence;
121. «délai de rétablissement de la fréquence», pour les zones synchrones GB et IE/NI, la durée maximale envisagée après la survenue d'un déséquilibre inférieur ou égal à l'incident de référence, à l'issue de laquelle la fréquence du réseau revient à l'écart de fréquence maximale en régime permanent;
122. «plage de restauration de la fréquence», la plage de fréquences du réseau dans laquelle il est prévu que la fréquence du réseau revienne dans les zones synchrones GB, IE/NI et pays nordiques après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'incident de référence dans le temps nécessaire pour restaurer la fréquence;
123. «paramètres cibles du FRCE», les principales variables cibles d'un bloc RFP sur la base desquelles les critères de dimensionnement applicables aux FRR et RR du bloc

RFP sont déterminés et évalués, et qui sont utilisées pour refléter le comportement du bloc RFP en fonctionnement normal;

124. «échanges de puissance pour la restauration de la fréquence», la puissance échangée entre des zones RFP dans le cadre du processus d'activation transfrontalière des FRR;
125. «valeur de consigne de la fréquence», la valeur cible de la fréquence utilisée dans le cadre du FRP, égale à la somme de la fréquence nominale du réseau et d'une valeur correctrice nécessaire pour réduire un écart temporel électrique;
126. «exigences de disponibilité des FRR», un ensemble d'exigences définies par les GRT d'un bloc RFP au sujet de la disponibilité des FRR;
127. «règles de dimensionnement des FRR», les spécifications du processus de dimensionnement des FRR d'un bloc RFP;
128. «processus de compensation des déséquilibres», un processus convenu entre les GRT qui permet d'éviter l'activation simultanée de FRR dans des sens opposés en tenant compte des FRCE respectifs et des FRR activées, et en corrigeant en conséquence la contribution des FRP mis en œuvre;
129. «échanges de puissance pour la compensation des déséquilibres», la puissance échangée entre des zones RFP dans le cadre du processus de compensation des déséquilibres;
130. «FCR soumises à une obligation initiale», le volume de réserves FCR allouées à un GRT sur la base d'une clé de répartition;
131. «données instantanées sur la fréquence», un ensemble de mesures relatives à la fréquence générale du réseau pour la zone synchrone, la période de mesure étant égale ou inférieure à une seconde, utilisées pour l'évaluation de la qualité de la fréquence;
132. «écart instantané de la fréquence», un ensemble de mesures relatives à la fréquence globale du réseau pour la zone synchrone, la période de mesure étant égale ou inférieure à une seconde, utilisé pour l'évaluation de la qualité de la fréquence;
133. «données instantanées sur un FRCE», un ensemble de données relatives à un FRCE d'un bloc RFP, la période de mesure étant égale ou inférieure à dix secondes, utilisées pour l'évaluation de la qualité de la fréquence;
134. «plage du FRCE de niveau 1», la première plage utilisée pour l'évaluation de la qualité de la fréquence au niveau d'un bloc RFP, dans laquelle le FRCE devrait être maintenu pendant un certain pourcentage de temps;
135. «plage du FRCE de niveau 2», la seconde plage utilisée pour l'évaluation de la qualité de la fréquence au niveau d'un bloc RFP, dans laquelle le FRCE devrait être maintenu pendant un certain pourcentage de temps;
136. «accord d'exploitation de bloc RFP», un accord multipartite entre les GRT d'un bloc RFP si ce bloc est exploité par plusieurs GRT, et une méthodologie opérationnelle

pour le bloc RFP adoptée unilatéralement par le GRT compétent si ce bloc est géré par un seul GRT;

137. «échanges de puissance de remplacement», la puissance échangée entre des zones RFP dans le cadre du processus d'activation transfrontalière des RR;
138. «déséquilibres d'un bloc RFP», la somme des FRCE et des FRR et RR activées au sein d'un bloc RFP et des échanges de puissance pour la compensation des déséquilibres, des échanges de puissance pour la restauration de la fréquence et des échanges de puissance pour le remplacement réalisés par un bloc RFP avec d'autres blocs RFP;
139. «superviseur de bloc RFP», un GRT chargé de collecter les critères d'évaluation de la qualité de la fréquence et de les appliquer au bloc RFP;
140. «structure du réglage fréquence-puissance», la structure de base qui englobe tous les aspects pertinents du réglage fréquence-puissance, en particulier en ce qui concerne les responsabilités et les obligations respectives, ainsi que les types de réserves de puissance active et leur finalité;
141. «structure de la responsabilité des processus», la structure qui détermine les responsabilités et les obligations relatives aux réserves de puissance active fondées sur la structure du réglage de la zone synchrone;
142. «structure d'activation des processus», la structure qui définit les catégories des processus relatifs aux différents types de réserves de puissance active en termes de finalité et d'activation;
143. «temps d'activation complète des FRR manuelles», le temps qui s'écoule entre la modification d'une consigne et l'activation ou désactivation correspondante des FRR manuelles;
144. «écart maximal de la fréquence instantanée», la plus grande valeur absolue attendue d'un écart instantané de fréquence après la survenue d'un déséquilibre égal ou inférieur à l'incident de référence, au-delà de laquelle des mesures d'urgence sont activées;
145. «zone de surveillance», une partie d'une zone synchrone ou l'ensemble d'une zone synchrone, délimitée physiquement par des points de mesure aux interconnexions avec d'autres zones de surveillance, exploitée par un ou plusieurs GRT investis des obligations liées à une zone de surveillance;
146. «préqualification», le processus qui consiste à vérifier la conformité d'une unité fournissant des réserves ou d'un groupe fournissant des réserves avec les exigences fixées par le GRT;
147. «période de rampe», la période définie par un point de départ fixe et une durée au cours de laquelle l'injection et/ou la production de puissance active seront augmentées ou diminuées;

148. «GRT ordonnant l'activation des réserves», le GRT chargé de donner comme instruction à l'unité fournissant des réserves ou au groupe fournissant des réserves d'activer les FRR et/ou les RR;
149. «GRD de raccordement des réserves», le GRD responsable d'un réseau de distribution auquel est raccordé(e) une unité fournissant des réserves ou un groupe fournissant des réserves à un GRT;
150. «GRT de raccordement des réserves», le GRT responsable d'une zone de surveillance à laquelle est raccordé(e) une unité fournissant des réserves ou un groupe fournissant des réserves;
151. «GRT destinataire des réserves», le GRT qui prend part à un échange avec un GRT de raccordement des réserves et/ou une unité fournissant des réserves ou un groupe fournissant des réserves raccordé(e) à une autre zone de surveillance ou zone RFP;
152. «processus de remplacement des réserves» ou «RRP», un processus qui permet de restaurer les FRR activées et, pour les zones GB et IE/NI, de restaurer les FCR activées;
153. «exigences de disponibilité des RR», un ensemble d'exigences définies par les GRT d'un bloc RFP au sujet de la disponibilité des RR;
154. «règles de dimensionnement des RR», les spécifications du processus de dimensionnement des RR d'un bloc RFP;
155. «plage de fréquence standard», un intervalle symétrique fixe situé autour de la fréquence nominale, dans lequel la fréquence du réseau d'une zone synchrone est présumée être exploitée;
156. «écart de fréquence standard», la valeur absolue de l'écart de fréquence qui limite la plage de fréquence standard;
157. «écart de fréquence en régime permanent», la valeur absolue de la variation de fréquence qui se produit après un déséquilibre, une fois que la fréquence du réseau est stabilisée;
158. «superviseur de zone synchrone», un GRT chargé de collecter les critères d'évaluation de la qualité de la fréquence et de les appliquer à la zone synchrone;
159. «processus de réglage temporel», un processus qui permet le réglage temporel, à savoir une action effectuée pour ramener l'écart de temps électrique entre le temps synchrone et le temps universel coordonné (UTC) à zéro.

*Article 4*  
*Objectifs et aspects réglementaires*

1. Le présent règlement vise à:

- (a) déterminer des exigences et principes communs en matière de sécurité d'exploitation;
  - (b) déterminer des principes communs pour la planification de l'exploitation sur le réseau interconnecté;
  - (c) déterminer les processus communs de réglage fréquence-puissance et des structures de réglage communes;
  - (d) assurer les conditions du maintien de la sécurité d'exploitation dans toute l'Union;
  - (e) assurer les conditions du maintien du niveau de qualité de la fréquence dans toutes les zones synchrones de l'Union;
  - (f) promouvoir la coordination de l'exploitation du réseau et de la planification de l'exploitation;
  - (g) assurer et renforcer la transparence et la fiabilité des informations sur la gestion du réseau de transport;
  - (h) contribuer à la gestion et au développement efficaces du réseau de transport de l'électricité et du secteur électrique dans l'Union;
2. Aux fins de l'application du présent règlement, les États membres, les autorités 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 d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées;
  - (d) veillent à ce que les GRT utilisent dans toute la mesure du possible des mécanismes fondés sur le marché, afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau;
  - (e) respectent la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sécurité du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale;
  - (f) consultent les GRD compétents et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau; et
  - (g) prennent en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues.

*Article 5*  
*Modalités et conditions ou méthodologies des GRT*

1. Les GRT définissent les modalités et les conditions ou les méthodologies requises par le présent règlement et les soumettent pour approbation aux autorités de

régulation compétentes conformément à l'article 6, paragraphes 2 et 3 ou pour approbation à l'entité désignée par l'État membre conformément à l'article 6, paragraphe 4 dans les délais respectifs fixés par le présent règlement.

2. Lorsqu'une proposition concernant les modalités et conditions ou les méthodologies en application du présent règlement doit être définie et convenue par plusieurs GRT, les GRT participant coopèrent étroitement. Les GRT, assistés de l'ENTSO pour l'électricité, informent régulièrement les autorités de régulation et l'Agence des progrès accomplis dans la définition de ces modalités et conditions ou de ces méthodologies.
3. Si aucun consensus n'est atteint parmi les GRT statuant sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies conformément à l'article 6, paragraphe 2, ils statuent à la majorité qualifiée. La majorité qualifiée pour les propositions visées à l'article 6, paragraphe 2, requiert une majorité:
  - (a) des GRT représentant au moins 55% des États membres; et
  - (a) des GRT représentant des États membres comprenant au moins 65 % de la population de l'Union.

Une minorité de blocage pour les décisions en conformité avec l'article 6, paragraphe 2, inclut des GRT représentant au moins quatre États membres, faute de quoi la majorité qualifiée est réputée atteinte.

4. Lorsque les régions concernées sont composées de plus de cinq États membres et qu'aucun consensus n'est atteint parmi les GRT statuant sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies conformément à l'article 6, paragraphe 3, ils statuent à la majorité qualifiée. Une majorité qualifiée pour les propositions en conformité avec l'article 6, paragraphe 3 correspond à une majorité:
  - (a) des GRT représentant au moins 72 % des États membres concernés; et
  - (b) des GRT représentant des États membres comprenant au moins 65% de la population de la région concernée.

Une minorité de blocage pour les décisions en conformité avec l'article 6, paragraphe 3, inclut au moins un nombre minimum de GRT représentant plus de 35% de la population des États membres participants, plus les GRT représentant au moins un État membre supplémentaire concerné, faute de quoi la majorité qualifiée est réputée atteinte.

5. Les GRT statuant sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies en conformité avec l'article 6, paragraphe 3, en relation avec des régions composées de cinq États membres ou moins statuent sur la base du consensus.
6. Pour les décisions des GRT sur la base de l'article 3, paragraphe 4, une voix est attribuée par État membre. S'il existe plusieurs GRT sur le territoire d'un État membre, cet État membre répartit les droits de vote entre les GRT.

7. Si les GRT ne soumettent pas conformément à l'article 6, paragraphes 2 et 3, aux autorités de régulation ou aux entités désignées par les États membres conformément à l'article 6, paragraphe 4, de proposition concernant les modalités et les conditions ou les méthodologies dans les délais fixés par le présent règlement, ils communiquent aux autorités de régulation compétentes et à l'Agence les projets correspondants de modalités et conditions ou de méthodologies, en précisant les raisons qui ont empêché la conclusion d'un accord. L'Agence informe la Commission et, si celle-ci en fait la demande, analyse, en coopération avec les autorités de régulation compétentes, les raisons de cet échec, qu'elle communique à la Commission. La Commission prend les mesures appropriées pour rendre possible l'adoption des modalités et conditions ou méthodologies requises, dans un délai de quatre mois à compter de la réception des informations communiquées par l'Agence.

#### *Article 6*

##### *Approbation des modalités et conditions ou méthodologies des GRT*

1. Chaque autorité de régulation approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT en application des paragraphes 2 et 3. L'entité désignée par l'État membre approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT en application du paragraphe 4. L'entité désignée est l'autorité de régulation, sauf disposition contraire prise par l'État membre.
2. Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies suivantes sont soumises à l'approbation de toutes les autorités de régulation de la région concernée, sur laquelle un État membre peut rendre un avis à l'autorité de régulation concernée:
  - (a) exigences organisationnelles, rôles et responsabilités clés pour les échanges de données liées à la sécurité d'exploitation conformément à l'article 40, paragraphe 6;
  - (b) méthodologie pour l'établissement des modèles de réseaux communs conformément à l'article 67, paragraphe 1, et à l'article 70;
  - (c) méthodologie pour l'analyse coordonnée de sécurité d'exploitation conformément à l'article 75.
3. Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies suivantes sont soumises à l'approbation de toutes les autorités de régulation de la région concernée, sur laquelle un État membre peut rendre un avis à l'autorité de régulation concernée:
  - (a) méthodologie applicable à chaque zone synchrone pour la définition de l'inertie minimale conformément à l'article 39, paragraphe 3, point b);
  - (b) dispositions communes applicables à chaque région de calcul de la capacité aux fins de la gestion régionale de la sécurité d'exploitation conformément à l'article 76;

- (c) méthodologie, au moins pour chaque zone synchrone, d'évaluation de la pertinence des actifs pour la coordination des indisponibilités conformément à l'article 84;
- (d) méthodologies, conditions et valeurs incluses dans les accords d'exploitation de zone synchrone et énumérés à l'article 118 en ce qui concerne:
  - (i) les paramètres de définition de la qualité de la fréquence et le paramètre cible de la qualité de la fréquence conformément à l'article 127;
  - (ii) les règles de dimensionnement applicables aux FCR, conformément à l'article 153;
  - (iii) les propriétés complémentaires des FCR, conformément à l'article 154, paragraphe 2;
  - (iv) pour les zones synchrones GB et IE/Ni, les mesures visant à assurer la reconstitution des réservoirs d'énergie, conformément à l'article 156, paragraphe 6, point b);
  - (v) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, la période d'activation minimale à assurer par les fournisseurs de FCR conformément à l'article 156, paragraphe 10);
  - (vi) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, les hypothèses et la méthodologie pour une analyse des coûts et bénéfices conformément à l'article 156, paragraphe 11;
  - (vii) pour les zones synchrones autres que la zone CE et s'il y a lieu, les limites applicables aux échanges de réserves FCR entre GRT, conformément à l'article 163, paragraphe 2;
  - (viii) pour les zones synchrones GB et IE/Ni, la méthodologie pour la fourniture minimale de capacité de réserve FCR entre zones synchrones, conformément à l'article 174, paragraphe 2, point b);
  - (ix) les limites au volume d'échange de FRR entre zones synchrones, conformément à l'article 176, paragraphe 1, et les limites au volume de partage de FRR entre zones synchrones, conformément à l'article 177, paragraphe 1;
  - (x) les limites au volume d'échange de RR entre zones synchrones, conformément à l'article 178, paragraphe 1, et les limites au volume de partage de RR entre zones synchrones, conformément à l'article 179, paragraphe 1;
- (e) méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP visés à l'article 119 en ce qui concerne:
  - (i) les restrictions de rampe pour la puissance active de sortie, conformément à l'article 137, paragraphes 3 et 4;

- (ii) les actions de coordination destinées à réduire le FRCE, définies conformément à l'article 152, paragraphe 14;
  - (iii) les mesures de réduction du FRCE consistant à exiger la modification de la production ou de la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation, conformément à l'article 152, paragraphe 16;
  - (iv) les règles de dimensionnement des FRR, conformément à l'article 157, paragraphe 1;
- (f) mesures d'atténuation par zone synchrone ou bloc RFP conformément à l'article 138;
- (g) proposition commune par zone synchrone pour la détermination des blocs RFP conformément à l'article 141, paragraphe 2.
4. Sauf disposition contraire de l'État membre, les modalités et conditions ou les méthodologies suivantes sont soumises à l'approbation de chaque entité désignée conformément au paragraphe 1 par l'État membre:
- (a) pour les zones synchrones GB et IE/NL, la proposition de chaque GRT spécifiant le niveau de perte de consommation auquel le réseau de transport se trouve en état de panne généralisée;
  - (b) le champ de l'échange de données avec les GRD et les USR conformément à l'article 40, paragraphe 5;
  - (c) les exigences supplémentaires applicables aux groupes qui fournissent des FCR conformément à l'article 154, paragraphe 3;
  - (d) l'exclusion des groupes qui fournissent des FCR de la fourniture de FCR en application de l'article 154, paragraphe 4;
  - (e) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, la proposition concernant la période intermédiaire d'activation minimale à assurer par les fournisseurs de FCR sur proposition du GRT conformément à l'article 156, paragraphe 9;
  - (f) les exigences techniques applicables aux FRR définies par le GRT conformément à l'article 158, paragraphe 3;
  - (g) l'exclusion des groupes qui fournissent des FRR de la fourniture de FRR en application de l'article 159, paragraphe 7;
  - (h) les exigences techniques applicables au raccordement des unités fournissant des RR et des groupes fournissant des RR définis par le GRT conformément à l'article 161, paragraphe 3; et
  - (i) l'exclusion des groupes fournissant des RR de la fourniture de RR en application de l'article 162, paragraphe 6;
5. Lorsqu'un gestionnaire de réseau individuel concerné ou un GRT a l'obligation ou l'autorisation sur la base du présent règlement de spécifier des exigences ou de

convenir d'exigences qui ne sont pas soumises au paragraphe 4, les États membres peuvent imposer l'approbation préalable de ces exigences par l'autorité de régulation nationale.

6. Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies comprennent un calendrier de mise en œuvre et une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du présent règlement. Les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies soumises à l'approbation de plusieurs ou de toutes les autorités de régulation sont également soumises à l'Agence, parallèlement à leur soumission aux autorités de régulation. À la demande des autorités de régulation compétentes, l'Agence émet un avis dans les trois mois sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies.
7. Lorsque l'approbation des modalités et conditions ou des méthodologies nécessite une décision de plusieurs autorités de régulation, les autorités de régulation compétentes se consultent, coopèrent et se coordonnent étroitement afin de parvenir à un accord. Lorsque l'Agence émet un avis, les autorités de régulation compétentes tiennent compte de cet avis. Les autorités de régulation statuent sur les modalités et conditions ou les méthodologies soumises en application des paragraphes 2 et 3 dans un délai de six mois à compter de la réception des modalités et conditions ou des méthodologies par l'autorité de régulation ou, le cas échéant, par la dernière autorité de régulation concernée.
8. Lorsque les autorités de régulation ne sont pas parvenues à un accord dans le délai visé au paragraphe 7, ou à leur demande conjointe, l'Agence adopte une décision concernant les propositions soumises pour les modalités et conditions ou les méthodologies dans un délai de six mois, conformément à l'article 8, paragraphe 1 du règlement (CE) n° 713/2009.
9. Lorsque l'approbation des modalités et conditions ou des méthodologies nécessite une décision d'une seule entité désignée conformément au paragraphe 4, cette entité désignée statue dans les 6 mois suivant la réception des modalités et conditions ou des méthodologies.
10. Toute partie peut faire valoir un grief contre un gestionnaire de réseau compétent ou un GRT en relation avec les obligations qui incombent à ces derniers ou leurs décisions en vertu du présent règlement et déposer sa plainte auprès de l'autorité de régulation qui, agissant en tant qu'autorité de règlement des litiges, statue dans les deux mois à compter de la réception de la plainte. Ce délai peut être prorogé de deux mois supplémentaires lorsque l'autorité de régulation demande des informations complémentaires. Ce délai supplémentaire peut être prorogé une nouvelle fois avec l'accord du plaignant. La décision de l'autorité de régulation est contraignante, sauf appel et jusqu'à l'annulation de ladite décision.

#### *Article 7*

##### *Modifications des modalités et conditions ou des méthodologies des GRT*

1. Lorsqu'une ou plusieurs autorités de régulation demandent une modification avant d'approuver les modalités et conditions ou les méthodologies soumises en application de l'article 6, paragraphes 2 et 3, les GRT concernés soumettent une proposition de version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies, pour

approbation, dans un délai de deux mois à compter de la demande des autorités de régulation. Les autorités de régulation compétentes statuent sur la version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies dans un délai de deux mois à compter de sa soumission.

2. Lorsqu'une entité désignée demande une modification avant d'approuver les modalités et conditions ou les méthodologies soumises en application de l'article 6, paragraphe 4, le GRT concerné soumet une proposition de version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies, pour approbation, dans un délai de deux mois à compter de la demande de l'entité désignée. L'entité désignée statue sur la version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies dans un délai de deux mois à compter de sa soumission.
3. Lorsque les autorités de régulation compétentes ne sont pas parvenues à un accord sur les modalités et conditions ou les méthodologies en application de l'article 6, paragraphes 2 et 3, dans le délai de deux mois, ou à leur demande conjointe, l'Agence statue sur la version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies dans un délai de six mois, conformément à l'article 8, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 713/2009. Si les GRT concernés ne soumettent pas de proposition modifiée de modalités et conditions ou de méthodologies, la procédure prévue à l'article 5, paragraphe 7, s'applique.
4. Les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies, ou les autorités de régulation ou les entités désignées responsables de leur adoption conformément à l'article 6, paragraphes 2, 3 et 4, peuvent demander des modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. Les propositions de modification des modalités et conditions ou des méthodologies font l'objet d'une consultation si celle-ci est requise conformément à la procédure énoncée à l'article 11, et elles sont approuvées conformément à la procédure énoncée aux articles 5 et 6.

#### *Article 8*

##### *Publication sur l'internet*

1. Les GRT chargés de spécifier les modalités et conditions ou les méthodologies conformément au présent règlement les publient sur l'internet après leur approbation par les autorités de régulation compétentes ou, lorsque cette approbation n'est pas requise, après leur spécification, sauf lorsque ces informations sont considérées confidentielles en application de l'article 12.
2. La publication concerne également:
  - (a) les améliorations des outils de gestion du réseau conformément à l'article 55, paragraphe 1, point e);
  - (b) les paramètres cibles pour le FRCE conformément à l'article 128;
  - (c) les restrictions de rampe au niveau de la zone synchrone conformément à l'article 137, paragraphe 1;

- (d) les restrictions de rampe au niveau des blocs RFP conformément à l'article 137, paragraphe 3;
- (e) les mesures prises en état d'alerte du fait de l'insuffisance des réserves de puissance active conformément à l'article 152, paragraphe 11; et
- (f) la demande du GRT de raccordement des réserves à un fournisseur de FCR afin que celui-ci mette à disposition les informations en temps réel conformément à l'article 154, paragraphe 11.

#### *Article 9*

##### *Recouvrement des coûts*

1. Les coûts qui sont supportés par les gestionnaires de réseau assujettis 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*

##### *Participation des parties intéressées*

L'Agence, en étroite coopération avec l'ENTSO pour l'électricité, organise la participation des parties intéressées en ce qui concerne la sécurité d'exploitation et d'autres aspects de la mise en œuvre du présent règlement. Cette participation comporte des réunions régulières avec les parties intéressées afin de recenser les problèmes et de proposer des améliorations en ce qui concerne la sécurité d'exploitation.

#### *Article 11*

##### *Consultation publique*

1. Les GRT chargés de soumettre des propositions de modalités et conditions ou de méthodologies ou leurs modifications conformément au présent règlement consultent les parties intéressées, y compris les autorités compétentes de chaque État membre, sur le projet de propositions de modalités et conditions ou de méthodologies énumérées à l'article 6, paragraphes 2 et 3. La durée de la consultation est d'au minimum un mois.
2. Les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies soumises par les GRT à l'échelon de l'Union sont publiées et font l'objet d'une consultation à l'échelon de l'Union. Les propositions soumises par les GRT à l'échelon régional font l'objet d'une consultation au moins à l'échelon régional. Les parties qui soumettent des

propositions à l'échelon bilatéral ou multilatéral consultent au moins les États membres concernés.

3. Les GRT chargés de l'élaboration de la proposition de modalités et conditions ou de méthodologies tiennent dûment compte, avant de soumettre la proposition en vue de son approbation par l'autorité de régulation, des vues des parties intéressées exprimées lors des consultations. En tout état de cause, les raisons pour lesquelles les avis exprimés lors de la consultation ont été ou non pris en considération sont exposées de manière convaincante lors de la soumission, et publiées en temps utile, avant ou en même temps que la proposition de modalités et conditions ou de méthodologies.

#### *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 toute personne soumise aux dispositions du présent règlement.
3. Les informations confidentielles reçues par les personnes ou les autorités de régulation visées au paragraphe 2 dans l'exercice de leurs fonctions ne peuvent être divulguées à aucune personne ou autorité, sans préjudice des cas couverts par des dispositions de droit national, d'autres dispositions du présent règlement ou d'autres actes applicables de la législation de l'Union.
4. Sans préjudice des cas couverts par les dispositions de droit national ou de la législation de l'Union, les autorités de régulation, les organismes ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application du présent règlement ne peuvent les utiliser qu'aux fins de l'exécution de leurs tâches en application du présent règlement.

*Article 13*  
*Accords avec les GRT non liés par le présent règlement*

Lorsqu'une zone synchrone englobe des GRT de l'Union et de pays tiers, dans un délai de 18 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT de l'Union présents dans cette zone synchrone s'efforcent de conclure avec les GRT des pays tiers non liés par le présent règlement un accord fixant la base de leur coopération en ce qui concerne le fonctionnement sûr du réseau et définissant les modalités de la mise en conformité des GRT des pays tiers avec les obligations prévues par le règlement.

*Article 14*  
*Surveillance*

1. L'ENTSO pour l'électricité assure la surveillance de la mise en œuvre du présent règlement conformément à l'article 8, paragraphe 8, du règlement (CE) n° 714/2009. La surveillance porte au moins sur les points suivants:
  - (a) les indicateurs de sécurité d'exploitation conformément à l'article 15;
  - (b) le réglage fréquence-puissance conformément à l'article 16;
  - (c) la coordination régionale conformément à l'article 17;
  - (d) le repérage d'éventuelles divergences dans la mise en œuvre du présent règlement au niveau national en ce qui concerne les modalités et conditions ou les méthodologies énumérées à l'article 6, paragraphe 3;
  - (e) le repérage d'éventuelles améliorations supplémentaires des outils et services conformément à l'article 55, points a) et b), par rapport aux améliorations décrites par les GRT conformément à l'article 55, point e);
  - (f) l'indication dans le rapport annuel sur l'échelle de classification des incidents conformément à l'article 15, des éventuelles améliorations nécessaires à l'appui de la sécurité d'exploitation durable et de long terme; et
  - (g) l'indication de toute difficulté concernant la coopération sur la gestion sûre du réseau avec les GRT de pays tiers.
2. Dans les 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 être actualisée. L'ENTSO pour l'électricité garde dans un format numérique normalisé une archive contenant toutes les informations requises par l'Agence.
3. Les GRT compétents soumettent à l'ENTSO pour l'électricité les informations requises pour l'accomplissement des missions visées aux paragraphes 1 et 2.

4. 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 n'en disposent déjà dans le cadre de leurs missions respectives de surveillance de la mise en œuvre et ce, en vue d'éviter les redondances d'information.

#### *Article 15*

##### *Rapport annuel sur les indicateurs de sécurité d'exploitation*

1. Pour le 30 septembre de chaque année, l'ENTSO pour l'électricité établit un rapport annuel sur la base de l'échelle de classification des incidents adoptée conformément à l'article 8, paragraphe 3, point a), du règlement (CE) n° 714/2009. L'Agence peut donner son avis sur le format et le contenu de ce rapport annuel, y compris la zone géographique des incidents consignés dans le rapport, les interdépendances électriques entre les zones de réglage des GRT et les éventuelles informations historiques pertinentes.
2. Les GRT de chaque État membre communiquent à l'ENTSO pour l'électricité les données et informations nécessaires pour établir les rapports annuels sur la base de l'échelle de classification des incidents visée au paragraphe 1. Les données communiquées par les GRT concernent l'année précédente.
3. Les rapports annuels visés au paragraphe 1 contiennent au moins les indicateurs suivants pertinents pour la sécurité de fonctionnement:
  - (a) nombre d'éléments du réseau de transport déconnectés par an par GRT;
  - (b) nombre d'installations de production d'électricité déconnectées par an par GRT;
  - (c) énergie non fournie par an en raison de la déconnexion non prévue d'installations de consommations, par GRT;
  - (d) durée et nombre d'états d'alerte et d'urgence, par GRT;
  - (e) durée et nombre d'événements au cours desquels une insuffisance de réserves a été constatée, par GRT;
  - (f) durée et nombre des écarts de tension dépassant les plages figurant aux tableaux 1 et 2 de l'annexe II, par GRT;
  - (g) nombre de minutes en dehors de la plage standard de fréquence et nombre de minutes en dehors des 50% de l'écart de fréquence maximal en régime permanent par zone synchrone;
  - (h) nombre de divisions du réseau ou d'états de panne généralisée locale; et
  - (i) nombre de pannes généralisées impliquant deux GRT ou plus.
4. Le rapport annuel visé au paragraphe 1 contient les indicateurs suivants pertinents pour la sécurité d'exploitation:

- (a) nombre d'événements dans lesquels un incident figurant dans la liste des aléas entraîne une dégradation de l'état de fonctionnement du réseau;
  - (b) nombre d'événements visés au point a) dans lesquels une dégradation des conditions d'exploitation du réseau survient du fait d'écart inattendu entre les prévisions de consommation et de production d'électricité;
  - (c) nombre d'événements dans lesquels une dégradation des conditions de fonctionnement du réseau est survenue du fait d'un aléa exceptionnel;
  - (d) nombre d'événements visés au point c) dans lesquels une dégradation des conditions d'exploitation du réseau survient du fait d'écart inattendu entre les prévisions de consommation et de production d'électricité; et
  - (e) nombre d'événements entraînant une dégradation des conditions de fonctionnement du système du fait d'une insuffisance des réserves de puissance active.
5. Les rapports annuels contiennent des explications des raisons des incidents affectant la sécurité d'exploitation situés au niveau 2 et 3 sur l'échelle de classification adoptée par l'ENTSO pour l'électricité. Ces explications se fondent sur une analyse des incidents effectuée par les GRT selon une procédure énoncée dans l'échelle de classification des incidents. Les GRT informent leur autorité de régulation respective d'une analyse des incidents en temps utile avant son démarrage. Les autorités de régulation et l'Agence peuvent être associées à l'analyse, à leur demande.

*Article 16*  
*Rapport annuel sur le réglage fréquence-puissance*

- 1. Pour le 30 Septembre, l'ENTSO pour l'électricité établit un rapport annuel sur le réglage fréquence-puissance sur la base des informations fournies par les GRT conformément au paragraphe 2. Le rapport annuel sur le réglage fréquence-puissance inclut les informations énumérées au paragraphe 2 pour chaque État membre.
- 2. À partir d'[un an après l'entrée en vigueur du présent règlement], les GRT de chaque État membre communiquent chaque année à l'ENTSO pour l'électricité, au plus tard le 1er mars de chaque année, les informations suivantes pour l'année précédente:
  - (a) l'identification des blocs LFC, des zones RFP et des zones de surveillance dans l'État membre concerné;
  - (b) l'identification des blocs RFP qui ne sont pas situés sur le territoire de l'État membre mais qui contiennent des zones RFP et des zones de surveillance qui se situent sur le territoire de l'État membre;
  - (c) l'identification des zones synchrones auxquelles chaque État membre appartient;
  - (d) les données relatives aux critères d'évaluation de la qualité de la fréquence pour chaque zone synchrone et chaque bloc RFP visés aux paragraphes a), b) et c) pour chaque mois d'au moins les deux dernières années civiles;

- (e) l'obligation FCR et l'obligation initiale FCR de chaque GRT actif sur le territoire de l'État membre pour chaque mois d'au moins les deux dernières années civiles; et
  - (f) une description et la date de mise en œuvre des éventuelles mesures d'atténuation et exigences en matière de rampe destinées à pallier les écarts de fréquences déterministes adoptées au cours de la dernière année civile conformément aux articles 137 et 138, auxquelles les GRT de l'État membre ont été associés.
3. Les données communiquées par les GRT concernent l'année précédente. Les informations concernant les zones synchrones, les blocs RFP, les zones RFP et les zones de réglage visées aux points a), b) et c) sont communiquées. Lorsque ces domaines changent, ces informations sont communiquées à nouveau pour le 1er mars de l'année suivante.
4. Le cas échéant, les GRT d'une zone synchrone ou d'un bloc RFP coopèrent aux fins de la collecte des données énumérées au paragraphe 2.

#### *Article 17*

##### *Rapport annuel sur l'évaluation de la coordination régionale*

1. Pour le 30 septembre, l'ENTSO pour l'électricité publie un rapport annuel sur l'évaluation de la coordination régionale sur la base des rapports annuels d'évaluation de la coordination régionale remis par les coordinateurs régionaux de la sécurité conformément au paragraphe 2, évalue les éventuels problèmes d'interopérabilité et propose des modifications visant à améliorer l'efficacité et l'efficacité de la coordination de la gestion du réseau.
2. Pour le 1er mars, chaque coordinateur de sécurité régional établit un rapport annuel et le soumet à l'ENTSO pour l'électricité, en indiquant les informations suivantes pour les tâches qu'il exécute:
- (a) le nombre d'événements, la durée moyenne et les raisons de l'incapacité à exercer ses fonctions;
  - (b) les statistiques concernant les contraintes, y compris leur durée, leur lieu et le nombre d'occurrences ainsi que les actions correctives associées activées et leur coût éventuel;
  - (c) le nombre de cas où le GRT a refusé de mettre en œuvre les actions correctives recommandées par le coordinateur de sécurité régional et les raisons de ce refus;
  - (d) le nombre d'incompatibilités dans la planification des indisponibilités décelées conformément à l'article 80; et
  - (e) une description des cas où une mauvaise adéquation régionale a été constatée et une description des actions d'atténuation mises en place.

3. Les données communiquées à l'ENTSO pour l'électricité par les coordinateurs régionaux de la sécurité couvrent l'année précédente.

**PARTIE II**  
**SÉCURITÉ D'EXPLOITATION**

**Titre 1**

**Exigences en matière de sécurité d'exploitation**

**Chapitre 1**

**États du réseau, actions correctives et limites de sécurité d'exploitation**

*Article 18*

*Classification des états du réseau*

1. Un réseau de transport est en état normal lorsque toutes les conditions suivantes sont remplies:
  - (a) les tensions et les transits se situent dans les limites de sécurité d'exploitation définies conformément à l'article 25;
  - (b) la fréquence satisfait aux critères suivants:
    - (i) l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent se situe dans la plage de fréquence standard; ou
    - (ii) la valeur absolue de l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent n'est pas supérieure à l'écart de fréquence maximal en régime permanent et les limites de fréquence du réseau établies pour l'état d'alerte ne sont pas atteintes;
  - (c) les réserves de puissance active et réactive sont suffisantes pour supporter les aléas figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'article 33 sans enfreindre les limites de sécurité d'exploitation;
  - (d) l'exploitation de la zone de contrôle du GRT concerné se trouve et demeurera dans les limites de sécurité d'exploitation après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas dressée conformément à l'article 33 et après l'activation des actions correctives.
2. Un réseau de transport est en état d'alerte lorsque:
  - (a) les flux de tension et de puissance se situent dans les limites de sécurité d'exploitation définies conformément à l'article 25; et

- (b) la réserve de puissance du GRT est réduite de plus de 20% durant plus de 30 minutes sans moyen de compenser cette réduction en exploitation en temps réel; ou
  - (c) la fréquence satisfait aux critères suivants:
    - (i) la valeur absolue de l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent n'est pas supérieure à l'écart de fréquence maximal en régime permanent; et
    - (ii) la valeur absolue de l'écart de fréquence sur le réseau en régime permanent a dépassé en continu 50% de l'écart de fréquence maximal en régime permanent pendant une durée supérieure au délai de déclenchement de l'état de l'alerte, ou a dépassé la plage de fréquence standard pendant une durée supérieure au délai de restauration de la fréquence; ou
  - (d) au moins un aléa figurant sur la liste des aléas établie conformément à l'article 33 entraîne le franchissement des limites de sécurité d'exploitation du GRT, même après l'activation des actions correctives.
3. Un réseau de transport est en état d'urgence lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie:
- (a) au moins une limite de sécurité d'exploitation du GRT définie conformément à l'article 25 a été franchie;
  - (b) la fréquence ne satisfait pas aux critères de l'état normal ni aux critères de l'état d'alerte définis conformément aux paragraphes 1 et 2;
  - (c) au moins une des mesures du plan de défense du réseau du GRT est activée;
  - (d) on constate un défaut de fonctionnement des outils, moyens et installations définis conformément à l'article 24, paragraphe 1, qui entraîne l'indisponibilité de ces outils, moyens et installations pendant plus de 30 minutes.
4. Un réseau de transport est en état de panne généralisée lorsqu'au moins une des conditions suivantes est remplie:
- (a) perte d'au moins 50% de la demande dans la zone de contrôle du GRT concerné;
  - (b) absence totale de tension pendant au moins trois minutes dans la zone de contrôle du GRT concerné, entraînant le déclenchement des plans de reconstitution.

Un GRT des zones synchrones GB et IE/NI peut élaborer une proposition spécifiant le niveau de perte de consommation auquel le réseau de transport se trouve en état de panne généralisée. Les GRT des zones synchrones GB et IE/NI notifient la survenue de cet état à l'ENTSO pour l'électricité.

5. Un réseau de transport est en état de reconstitution lorsqu'un GRT se trouvant en état d'urgence ou de panne généralisée a commencé l'activation des mesures de son plan de reconstitution.

#### *Article 19*

##### *Surveillance et détermination des états du réseau par les GRT*

1. Chaque GRT détermine, en exploitation en temps réel, l'état de son réseau de transport.
2. Chaque GRT surveille les paramètres suivants du réseau de transport en temps réel dans sa zone de contrôle, sur la base des télémesures en temps réel ou de valeurs calculées à partir de sa zone d'observabilité, compte tenu des données structurelles et en temps réel conformément à l'article 42:
  - (a) flux de puissance active et réactive;
  - (b) tension des jeux de barres;
  - (c) fréquence et écart de réglage dans la restauration de la fréquence de sa zone RFP;
  - (d) réserves de puissance active et réactive; et
  - (e) production et consommation.
3. Afin de spécifier l'état du réseau, chaque GRT effectue une analyse des aléas au moins une fois toutes les quinze minutes, en surveillant les paramètres du réseau de transport définis conformément au paragraphe 2 par rapport aux limites de sécurité d'exploitation définies conformément à l'article 25 et aux critères des états du réseau définis conformément à l'article 18. Chaque GRT surveille également le niveau des réserves disponibles par rapport à la capacité de réserve. Lorsqu'il effectue une analyse des aléas, chaque GRT tient compte de l'effet des actions correctives et des mesures du plan de défense du réseau.
4. Si son réseau de transport n'est pas en état normal et si cet état entre dans la catégorie «sur une zone étendue», le GRT:
  - (a) informe tous les GRT de l'état de son réseau de transport par l'intermédiaire d'un outil informatique d'échange des données en temps réel à l'échelon paneuropéen; et
  - (b) fournit des informations complémentaires sur les éléments de son réseau de transport qui font partie de la zone d'observabilité d'autres GRT, à ces GRT.

#### *Article 20*

##### *Actions correctives dans l'exploitation du réseau*

1. Chaque GRT s'efforce de garantir que son réseau demeure à l'état normal et est responsable de la gestion des atteintes à la sécurité d'exploitation. Afin de réaliser cet objectif, chaque GRT définit, prépare et active des actions correctives en tenant

compte de leur disponibilité, du temps et des ressources nécessaires pour leur activation et de toutes les conditions externes au réseau de transport qui sont pertinentes pour chaque action corrective.

2. Les actions correctives utilisées par les GRT dans la gestion du réseau conformément au paragraphe 1 et aux articles 21 à 23 du présent règlement sont cohérentes avec les actions correctives effectuées compte tenu du calcul de la capacité conformément à l'article 25 du règlement (UE) 2015/1222.

#### *Article 21*

##### *Principes et critères applicables aux actions correctives*

1. Chaque GRT applique les principes suivants lors de l'activation et de la coordination des actions correctives conformément à l'article 23:
  - (a) pour les atteintes à la sécurité d'exploitation qui ne nécessitent pas une gestion coordonnée, le GRT définit, prépare et active des actions correctives pour ramener le réseau à son état normal et empêcher la propagation de l'état d'alerte ou d'urgence en dehors de sa zone de contrôle sur la base des catégories définies à l'article 22;
  - (b) pour les atteintes à la sécurité d'exploitation qui nécessitent une gestion coordonnée, le GRT définit, prépare et active des actions correctives en coordination avec les autres GRT concernés, selon la méthodologie pour la préparation d'actions correctives d'une manière coordonnée prévue à l'article 76, paragraphe 1, point b), et compte tenu de la recommandation d'un coordinateur de sécurité régional conformément à l'article 78, paragraphe 4.
2. Afin de sélectionner les actions correctives appropriées, chaque GRT applique les critères suivants:
  - (a) activer les actions correctives les plus efficaces et économiquement efficaces;
  - (b) activer les actions correctives aussi près que possible du temps réel en tenant compte du délai d'activation attendu et de l'urgence de la situation d'exploitation du réseau qu'elles visent à résoudre;
  - (c) prendre en considération les risques d'échec des actions correctives envisageables et leur incidence sur la sécurité d'exploitation, notamment:
    - (i) les risques de défaillance ou de court-circuit en raison de modifications de la topologie;
    - (ii) les risques d'indisponibilité due aux modifications de la puissance active ou réactive sur des unités de production d'électricité ou des installations de consommation; et
    - (iii) les risques de dysfonctionnement dû au comportement des équipements;

- (d) donner la préférence aux actions correctives qui mettent à disposition les plus grandes capacités d'échange entre zones pour l'allocation de capacité, dans le respect de toutes les limites de sécurité d'exploitation.

*Article 22*  
*Catégories d'actions correctives*

1. Chaque GRT utilise les catégories suivantes d'actions correctives:

- (a) modification de la durée des indisponibilités planifiées ou remise en service des éléments du réseau de transport pour assurer leur disponibilité opérationnelle;
- (b) action directe sur les flux de puissance par les moyens suivants:
  - (i) changement de prises des transformateurs de puissance;
  - (ii) changement de prises des transformateurs déphaseurs;
  - (iii) modification des topologies;
- (c) réglage de la tension et gestion de la puissance réactive par les moyens suivants:
  - (i) changement de prises des transformateurs de puissance;
  - (ii) utilisation des condensateurs et des bobines d'inductance;
  - (iii) utilisation des dispositifs fondés sur une électronique de puissance pour la gestion de la tension et de la puissance réactive;
  - (iv) envoi, aux GRD raccordés au réseau de transport et aux USR, de l'instruction de bloquer le réglage automatique de la tension et de la puissance réactive ou d'activer sur leurs installations les actions correctives énoncés aux points i) à iii) si la dégradation de la tension menace la sécurité d'exploitation ou risque d'entraîner un effondrement de la tension sur un réseau de transport;
  - (v) demande de modification de la production de puissance réactive ou de la valeur de consigne de la tension des unités de production d'électricité synchrones raccordées au réseau de transport;
  - (vi) demande de modification de la production de puissance réactive des convertisseurs des unités de production d'électricité non synchrones raccordées au réseau de transport;
- (d) ajustement de la capacité journalière et infrajournalière d'échange entre zones conformément au règlement (UE) 2015/1222;
- (e) redispatching, entre deux GRT ou plus, des utilisateurs du réseau raccordés au réseau de transport ou de distribution au sein de la zone de contrôle du GRT;

- (f) échanges de contrepartie entre deux zones de dépôt des offres ou plus;
  - (g) ajustement des flux de puissance active transitant par les systèmes HVDC;
  - (h) activation des procédures de gestion des écarts de fréquence;
  - (i) réduction, en application de l'article 16, paragraphe 2, du règlement n° 714/2009, de la capacité d'échange entre zones déjà allouée en cas de situation d'urgence lorsque l'utilisation de cette capacité menace la sécurité d'exploitation, que tous les GRT d'une interconnexion donnée consentent à cet ajustement et que le redispatching ou l'échange de contrepartie n'est pas possible; et
  - (j) le cas échéant, délestage manuel également en état normal ou en état d'alerte.
2. Lorsque cela est nécessaire et justifié afin de maintenir la sécurité d'exploitation, chaque GRT peut préparer et activer des actions correctives supplémentaires. Le GRT signale et justifie ces situations à l'autorité de régulation compétente et, le cas échéant, à l'État membre, au moins une fois par an après l'activation des actions correctives supplémentaires. Ces rapports motivés sont également publiés. La Commission européenne ou l'Agence peut demander à l'autorité de régulation compétente de fournir des informations complémentaires concernant l'activation d'actions correctives supplémentaires dans les situations où elles affectent un réseau de transport voisin.

### *Article 23*

#### *Préparation, activation et coordination des actions correctives*

1. Chaque GRT prépare et active des actions correctives conformément aux critères énoncés à l'article 21, paragraphe 2 afin de prévenir la dégradation de l'état du réseau, sur la base des éléments suivants:
- (a) la surveillance et la détermination des états du réseau conformément à l'article 19;
  - (b) l'analyse des aléas en exploitation en temps réel conformément à l'article 34; et
  - (c) l'analyse des aléas dans la planification de l'exploitation conformément à l'article 72.
2. Lors de la préparation et de l'activation d'une action corrective, y compris le redispatching ou l'échange de contrepartie en application des articles 25 et 35 du règlement (UE) 2015/1222 ou d'une procédure d'un plan de défense du réseau d'un GRT qui affecte d'autres GRT, le GRT compétent évalue, en coordination avec les GRT concernés, l'impact de cette action corrective ou de cette mesure à l'intérieur et à l'extérieur de sa zone de contrôle, conformément à l'article 75, paragraphe 1, à l'article 76, paragraphe 1, point b), et à l'article 78, paragraphes 1, 2 et 4, et communique aux GRT concernés les informations relatives à cet impact.
3. Lors de la préparation et de l'activation des actions correctives qui ont un impact sur les USR raccordés au réseau de transport et sur les GRD, chaque GRT évalue, si son

réseau de transport est en état normal ou en état d'alerte, l'impact de ces actions correctives, en coordination avec les USR et les GRD affectés, et sélectionne les actions correctives qui contribuent à maintenir l'état normal et à sécuriser l'activité de toutes les parties concernées. Chaque USR et chaque GRD affectés communiquent au GRT toutes les informations nécessaires pour cette coordination.

4. Lors de la préparation et de l'activation des actions correctives, chaque GRT, si son réseau de transport ne se trouve ni en état normal ni en état d'alerte, coordonne dans la mesure du possible ces actions correctives avec les USR et les GRD raccordés au réseau de transport, afin de maintenir la sécurité d'exploitation et l'intégrité du réseau de transport.

Lorsqu'un GRT active une action corrective, chaque USR et chaque GRD concernés exécutent les instructions données par le GRT.

5. Lorsque les contraintes n'ont de conséquences que sur l'état local au sein de la zone de contrôle du GRT et que l'atteinte à la sécurité d'exploitation ne nécessite pas une gestion coordonnée, le GRT responsable de la gestion peut décider de ne pas activer à leur égard d'actions correctives impliquant des coûts.

#### *Article 24*

##### *Disponibilité des moyens, outils et installations des GRT*

1. Chaque GRT veille à la disponibilité, à la fiabilité et à la redondance des éléments suivants:
  - (a) installations de surveillance de l'état du réseau de transport, y compris les applications d'estimation d'état et les dispositifs de réglage fréquence-puissance;
  - (b) le contrôle-commande des disjoncteurs, des disjoncteurs de couplage, des changeurs de prise en charge de transformateurs et des autres équipements servant au réglage des éléments du réseau de transport;
  - (c) les moyens de communication avec les centres de conduite d'autres GRT et CSR;
  - (d) les outils pour l'analyse de sécurité d'exploitation; et
  - (e) les outils et moyens de communication nécessaires pour les GRT afin de faciliter les opérations transfrontalières sur le marché de l'électricité.
2. Lorsque les outils, moyens et installations de GRT visés au paragraphe 1 affectent les GRD ou les USR raccordés au réseau de transport participant à la fourniture de services d'équilibrage ou de services auxiliaires, à la défense du réseau, à la reconstitution ou à la livraison de données d'exploitation en temps réel conformément aux articles 44, 47, 50, 51 et 52, le GRT compétent et ces GRD et USR coopèrent et se coordonnent afin de spécifier et de garantir la disponibilité, la fiabilité et la redondance de ces outils, moyens et installations.

3. Dans les 18 mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT adopte un plan de continuité de l'activité indiquant en détail ses réactions en cas de perte d'outils, moyens et installations critiques, et prévoyant des dispositions relatives à leur maintenance, remplacement et développement. Chaque GRT réexamine son plan de continuité de l'activité et le met à jour si nécessaire au moins une fois par an et dans tous les cas à la suite de toute modification significative des outils, moyens et installations critiques ou des conditions pertinentes d'exploitation du réseau. Le GRT communique les parties du plan de continuité de l'activité qui affectent des GRD aux USR et aux GRD concernés.

#### *Article 25*

##### *Limites de sécurité d'exploitation*

1. Chaque GRT fixe les limites de sécurité d'exploitation pour chaque élément de son réseau de transport, en tenant compte au moins des caractéristiques suivantes:
  - (a) les limites de tension conformément à l'article 27;
  - (b) les limites de courant de court-circuit conformément à l'article 30; et
  - (c) les limites de courant en termes de transit y compris les surcharges transitoires admissibles.
2. Lors de la fixation des limites de sécurité d'exploitation, chaque GRT tient compte des capacités des USR à empêcher que les plages de tension et les limites de fréquence en état normal et en état d'alerte n'entraînent leur déconnexion.
3. En cas de changement d'un des éléments de son réseau de transport, chaque GRT valide et si nécessaire met à jour les limites de sécurité d'exploitation.
4. Pour chaque interconnexion, chaque GRT convient avec le GRT voisin de limites communes de sécurité d'exploitation, conformément au paragraphe 1.

#### *Article 26*

##### *Plan de sécurité pour la protection des infrastructures critiques*

1. Chaque GRT définit, compte tenu de l'article 5 de la directive 2008/114/CE<sup>9</sup> du Conseil du 8 décembre 2008, un plan de sécurité confidentiel contenant une évaluation des risques pour les actifs qu'il détient ou exploite, comprenant les principaux scénarios de menaces physiques ou de cyberattaques déterminées par l'État membre.
2. Le plan de sécurité prend en considération les impacts potentiels pour les réseaux de transport européens interconnectés et comprend des mesures organisationnelles et physiques visant à atténuer les risques identifiés.

---

<sup>9</sup> Directive 2008/114/CE du Conseil du 8 décembre 2008 concernant le recensement et la désignation des infrastructures critiques européennes ainsi que l'évaluation de la nécessité d'améliorer leur protection (JO L 345 du 23.12.2008, p. 75).

3. Chaque GRT réexamine régulièrement le plan de sécurité pour tenir compte des changements dans les scénarios de menace et de l'évolution du réseau de transport.

## **Chapitre 2**

### **Réglage de la tension et gestion de la puissance réactive**

#### *Article 27*

##### *Obligations de tous les GRT concernant les limites de tension*

1. Conformément à l'article 18, chaque GRT s'efforce de garantir qu'en état normal, la tension demeure en régime permanent aux points de raccordement du réseau de transport dans les plages spécifiées dans les tableaux 1 et 2 de l'annexe II.
2. Si le GRT compétent en Espagne demande, conformément à l'article 16, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/631 que les installations de production d'électricité raccordées à des tensions nominales comprises entre 300 et 400 kV restent connectées dans une plage de tension comprise entre 1,05 et 1,0875 pu pendant un temps illimité, cette plage supplémentaire de tension est prise en considération par le GRT en Espagne aux fins de la conformité avec le paragraphe 1.
3. Chaque GRT définit la base de tension pour les valeurs exprimées en pu.
4. Chaque GRT s'efforce de garantir qu'en état normal et après la survenue d'un aléa, la tension demeure dans des plages élargies pendant des durées d'exploitation limitées, si ces plages de tension élargies ont fait l'objet d'un accord avec les GRD raccordés au réseau, les propriétaires d'installations de production d'électricité raccordés au réseau conformément à l'article 16, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/631 de la Commission ou les propriétaires de systèmes HVDC raccordés au réseau conformément à l'article 18 du règlement (UE) 2016/1447 de la Commission.
5. Chaque GRT convient, avec les GRD et les USR raccordés au réseau de transport, des plages de tension aux points de raccordement en dessous de 110 kV, si ces plages de tension sont pertinentes pour le respect des limites de sécurité d'exploitation. Chaque GRT s'efforce de veiller à ce que la tension demeure dans la plage convenue en état normal et après la survenue d'un aléa.

#### *Article 28*

##### *Obligations des USR en ce qui concerne le réglage de la tension et la gestion de la puissance réactive sur le réseau*

1. Dans les trois mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les USR qui sont des installations de production d'électricité raccordées au réseau non assujettis à l'article 16 du règlement (UE) 2016/631 de la Commission, ou qui sont des systèmes HVDC non assujettis à l'article 18 du règlement (UE) 2016/1447, informent leur GRT de leurs capacités par rapport aux exigences de tension fixées à l'article 16 du règlement (UE) 2016/631 de la Commission ou à l'article 18 du règlement (UE)

2016/1447 de la Commission en déclarant leurs capacités en tension et la durée qu'ils peuvent tenir sans déconnexion.

2. Les USR qui sont des unités de consommation assujettis aux exigences de l'article 3 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission ne se déconnectent pas à la suite d'une perturbation demeurant dans les plages de tension visées à l'article 27. Dans les 3 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, les USR qui sont des installations de consommation raccordées au réseau et qui ne sont pas assujettis à l'article 3 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission, informent leur GRT de leurs capacités par rapport aux exigences de tension définies à l'annexe II du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission en déclarant leurs capacités en tension et la durée qu'ils peuvent tenir sans déconnexion.
3. Chaque USR qui est une installation de consommation raccordée au réseau respecte les paramètres de réglage de la puissance réactive, les plages de facteur de puissance et les paramètres de réglage de la tension pour le réglage de la tension dans la plage convenue avec son GRT conformément à l'article 27.

#### *Article 29*

#### *Obligations de tous les GRT en ce qui concerne le réglage de la tension et la gestion de la puissance réactive sur le réseau*

1. Si la tension à un point de raccordement au réseau de transport se situe en dehors des plages définies aux tableaux 1 et 2 de l'annexe II du présent règlement, chaque GRT applique des actions correctives de réglage de la tension et de gestion de la puissance réactive conformément à l'article 22, paragraphe 1, point c) du présent règlement afin de restaurer la tension au point de raccordement dans la plage spécifiée à l'annexe II et dans les délais spécifiés à l'article 16 du règlement (UE) 2016/631 de la Commission et à l'article 13 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission.
2. Chaque GRT tient compte, dans son analyse de la sécurité d'exploitation, des valeurs de tension auxquelles les USR raccordés au réseau de transport non assujettis aux exigences du règlement (UE) 2016/631 de la Commission ou du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission peuvent se déconnecter.
3. Chaque GRT veille à disposer d'une réserve de puissance active d'un volume et avec un délai de réaction adéquats, afin de maintenir les tensions dans sa zone de contrôle et aux interconnexions dans les plages indiquées à l'annexe II.
4. Les GRT interconnectés à des interconnexions à courant alternatif définissent conjointement le régime de réglage de la tension adéquat pour garantir le respect des limites de sécurité d'exploitation fixées conformément à l'article 25, paragraphe 4.
5. Chaque GRT convient avec chaque GRD raccordé au réseau de transport des paramètres de réglage de la puissance réactive, des plages de facteur de puissance et des paramètres de réglage de la tension aux fins du réglage de la tension au point de raccordement entre le GRT et le GRD conformément à l'article 15 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission. Afin de faire en sorte que les paramètres soient maintenus, chaque GRD raccordé au réseau utilise ses sources de puissance réactive et a le droit de donner des instructions de réglage de la tension aux USR raccordés au réseau de distribution.

6. Chaque GRT a le droit d'utiliser toutes les capacités de puissance réactive raccordées au réseau de transport disponibles dans sa zone de contrôle aux fins de la gestion efficace de la puissance réactive et du maintien de la tension dans les plages indiquées aux tableaux 1 et 2 de l'annexe II du présent règlement.
7. Chaque GRT exploite directement ou indirectement, en coordination le cas échéant avec les GRD raccordés au réseau de transport, les ressources de puissance réactive à l'intérieur de sa zone de contrôle, y compris le blocage de la régulation automatique en tension/puissance réactive des transformateurs, l'abaissement de la tension et la déconnexion de la charge nette en fréquence basse, afin de respecter les limites de sécurité d'exploitation et de prévenir un effondrement de la tension sur le réseau de transport.
8. Chaque GRT détermine les actions de réglage de la tension en coordination avec les USR et les GRD raccordés au réseau de transport, et avec les GRT voisins.
9. Lorsque le réglage de la tension et la gestion de la puissance réactive sur le réseau de transport le justifient, un GRT peut demander à un USR raccordé à un réseau de distribution, en coordination avec un GRD, de suivre des instructions de réglage de la tension.

### **Chapitre 3**

#### **Gestion du courant de court-circuit**

##### *Article 30*

##### *Courant de court-circuit*

Chaque GRT détermine:

- (a) le courant maximal de court-circuit auquel la capacité nominale des disjoncteurs et d'autres équipements est dépassée; et
- (b) le courant minimal de court-circuit pour le bon fonctionnement des équipements de protection.

##### *Article 31*

##### *Calcul du courant de court-circuit et mesures y afférentes*

1. Chaque GRT effectue des calculs de courant de court-circuit afin d'évaluer l'impact des GRT voisins et des USR et réseaux de distribution, y compris les réseaux de distribution fermés, raccordés au réseau de transport sur les niveaux de courant de court-circuit sur le réseau de transport. Lorsqu'un réseau de distribution, y compris un réseau de distribution fermé, raccordé au réseau de transport a un impact sur les niveaux de courant de court-circuit, il est inclus dans les calculs de courant de court-circuit sur le réseau de transport.
2. Aux fins des calculs de courant de court-circuit, chaque GRT:

- (a) utilise les données les plus précises et de la meilleure qualité disponibles;
  - (b) tient compte des normes internationales; et
  - (c) prend pour base du calcul du courant maximal de court-circuit les conditions d'exploitation qui donnent le niveau maximal de courant de court-circuit, notamment le courant de court-circuit provenant d'autres réseaux de transport et de distribution, y compris les réseaux fermés de distribution.
3. Chaque GRT applique des mesures opérationnelles et autres afin de prévenir le dépassement des limites maximales et minimales du courant de court-circuit visées à l'article 30, à toutes les échéances et pour tous les équipements de protection. En cas de dépassement d'une de ces limites, chaque GRT active les actions correctives ou applique d'autres mesures assurant le rétablissement des limites visées à l'article 30. Le dépassement de ces limites n'est autorisé que lors des séquences de manœuvres.

## **Chapitre 4**

### **Gestion des flux de puissance**

#### *Article 32*

#### *Limites des flux de puissance*

1. Chaque GRT maintient les flux de puissance dans les limites de sécurité d'exploitation définies lorsque le système est en état normal et après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas visée à l'article 33, paragraphe 1.
2. Dans la situation (N-1), en état normal, chaque GRT, ayant préparé les actions correctives à appliquer et exécuter dans le délai alloué pour les surcharges transitoires admissibles, maintient les flux de puissance dans les surcharges transitoires admissibles visées à l'article 25, paragraphe 1, point c).

## **Chapitre 5**

### **Analyse et traitement des aléas**

#### *Article 33*

#### *Listes des aléas*

1. Chaque GRT établit une liste des aléas comprenant les aléas internes et externes de sa zone d'observabilité, en déterminant ceux qui menacent la sécurité d'exploitation de la zone de contrôle du GRT. La liste des aléas inclut les aléas ordinaires et les aléas exceptionnels déterminés en appliquant la méthodologie élaborée en application de l'article 75.

2. Afin de dresser une liste des aléas, chaque GRT classe chaque aléa sur la base de son caractère ordinaire, exceptionnel ou hors catégorie, compte tenu de la probabilité de son occurrence et des principes suivants:
  - (a) chaque GRT classe les aléas pour sa propre zone de contrôle;
  - (b) lorsque les conditions d'exploitation ou météorologiques augmentent significativement la probabilité d'un aléa exceptionnel, chaque GRT inscrit cet aléa exceptionnel sur sa liste des aléas; et
  - (c) afin de tenir compte des aléas exceptionnels ayant un fort impact sur son propre réseau de transport ou des réseaux voisins, chaque GRT inscrit ces aléas exceptionnels sur sa liste des aléas.
3. Chaque GRD et USR raccordé au réseau de transport qui est une installation de production d'électricité communique toutes les informations utiles à l'analyse des aléas que demande le GRT, notamment les données prévisionnelles et en temps réel, avec une éventuelle agrégation des données conformément à l'article 50, paragraphe 2.
4. Chaque GRT coordonne son analyse des aléas au moins avec les GRT de sa zone d'observabilité, afin d'assurer la cohérence des listes des aléas, conformément à l'article 75.
5. Chaque GRT informe les GRT de sa zone d'observabilité des aléas externes figurant sur sa liste des aléas.
6. Chaque GRT informe suffisamment à l'avance les GRT concernés de sa zone d'observabilité de toute modification topologique envisagée sur les éléments de son réseau de transport qui figurent en tant qu'aléas externes sur les listes des aléas des GRT concernés.
7. Chaque GRT veille à ce que les données en temps réel soient suffisamment précises pour permettre la convergence des calculs de charge-flux qui sont réalisés dans le cadre de l'analyse des aléas.

*Article 34*  
*Analyse des aléas*

1. Chaque GRT effectue une analyse des aléas dans sa zone d'observabilité afin de déterminer les aléas qui menacent ou pourraient menacer la sécurité d'exploitation de sa zone de contrôle, et les actions correctives qui pourraient être nécessaires pour faire face à ces aléas, y compris l'atténuation de l'impact des aléas exceptionnels.
2. Chaque GRT veille à ce que les franchissements potentiels des limites de sécurité d'exploitation dans sa zone de contrôle qui sont révélés par l'analyse des aléas ne menacent pas la sécurité d'exploitation de son réseau de transport ou des réseaux de transport interconnectés.
3. Chaque GRT effectue une analyse des aléas sur la base des données d'exploitation prévisionnelles et en temps réel de sa zone d'observabilité. Le point de départ de

l'analyse des aléas en situation N est la topologie pertinente du réseau de transport qui intègre les indisponibilités planifiées dans les phases de planification de l'exploitation.

#### *Article 35*

##### *Traitement des aléas*

1. Chaque GRT évalue les risques associés aux aléas après simulation de chaque aléa figurant sur sa liste et après évaluation de sa capacité à maintenir son réseau de transport dans les limites de sécurité d'exploitation en situation (N-1).
2. Lorsqu'un GRT évalue que les risques associés à un aléa sont si importants qu'il pourrait ne pas être en mesure de préparer et d'activer des actions correctives en temps utile pour prévenir la non-conformité avec le critère (N-1) ou qu'il existe un risque de propagation d'une perturbation au réseau de transport interconnecté, il prépare et active les actions correctives pour se mettre en conformité avec le critère (N-1) dès que possible.
3. En cas de situation (N-1) provoquée par une perturbation, chaque GRT active une action corrective afin de garantir que le réseau de transport revienne à un état normal dès que possible et que cette situation (N-1) devienne la nouvelle situation N.
4. Un GRT n'est pas tenu de respecter le critère (N-1) dans les situations suivantes:
  - (a) au cours de séquences de manœuvres;
  - (b) pendant la période de temps requise pour préparer et activer les actions correctives.
5. Sauf disposition contraire d'un État membre, un GRT n'a pas l'obligation de satisfaire au critère (N-1) pour autant que les conséquences soient uniquement locales, à l'intérieur de la zone de contrôle du GRT.

## **Chapitre 6**

### **Protection**

#### *Article 36*

##### *Exigences générales relatives aux protections*

1. Chaque GRT exploite son réseau de transport avec les équipements de protection et de protection de secours afin d'empêcher automatiquement la propagation des perturbations qui pourraient menacer la sécurité d'exploitation de son propre réseau de transport et du réseau interconnecté.
2. Au moins une fois tous les cinq ans, chaque GRT réexamine sa stratégie et ses concepts de protection et les met à jour si nécessaire afin de garantir le bon fonctionnement des équipements de protection et le maintien de la sécurité d'exploitation.

3. Après une opération de protection ayant eu un impact en dehors de la zone de contrôle d'un GRT, y compris les interconnexions, ce GRT évalue si les équipements de protection dans sa zone de contrôle ont fonctionné comme prévu et exécute des actions correctives si nécessaire.
4. Chaque GRT fixe pour les équipements de protection de son réseau de transport des paramètres de réglage qui garantissent une élimination fiable, rapide et sélective des défauts, y compris la protection de secours permettant d'éliminer un défaut en cas de dysfonctionnement du système de protection primaire.
5. Avant l'entrée en service des équipements de protection et de protection de secours ou à la suite d'éventuelles modifications, chaque GRT convient avec les GRT voisins de la définition des paramètres de réglage pour la protection des interconnexions et se coordonne avec ces GRT avant de modifier ces valeurs.

#### *Article 37*

#### *Dispositifs de protection spéciaux*

Lorsqu'un GRT utilise un dispositif de protection spécial, il:

- (a) veille à ce que chaque dispositif de protection spécial agisse de manière sélective, fiable et efficace;
- (b) évalue, lors de la conception d'un dispositif de protection spécial, les conséquences pour le réseau de transport en cas de dysfonctionnement de ce dispositif, compte tenu de l'impact sur les GRT concernés;
- (c) vérifie que le dispositif de protection spécial présente une fiabilité comparable aux systèmes de protection utilisés pour la protection primaire des éléments du réseau de transport;
- (d) exploite le réseau de transport avec le dispositif de protection spécial dans les limites de sécurité d'exploitation déterminées conformément à l'article 25; et
- (e) coordonne les fonctions du dispositif de protection spécial, les principes d'activation et les paramètres de réglage avec les GRT voisins et les GRD raccordés au réseau de transport affectés, y compris les réseaux fermés de distribution et les USR raccordés au réseau de transport affectés.

#### *Article 38*

#### *Surveillance et évaluation de la stabilité dynamique*

1. Chaque GRT surveille la stabilité dynamique du réseau de transport dans le cadre d'études réalisées hors ligne, conformément au paragraphe 6. Chaque GRT échange les données utiles pour la surveillance de la stabilité dynamique du réseau de transport avec les autres GRT de sa zone synchrone.
2. Chaque GRT effectue une évaluation de la stabilité dynamique au moins une fois par an afin d'établir les limites de stabilité et les problèmes de stabilité possibles sur son réseau de transport. Tous les GRT de chaque zone synchrone coordonnent les

évaluations de la stabilité dynamique, qui couvrent tout ou partie de la zone synchrone.

3. Lors de l'exécution des évaluations de la stabilité dynamique, les GRT concernés déterminent;
  - (a) l'étendue de l'évaluation coordonnée de la stabilité dynamique, au moins en termes d'un modèle de réseau commun;
  - (b) la série de données à échanger entre GRT concernés afin de réaliser l'évaluation coordonnée de la stabilité dynamique;
  - (c) une liste des scénarios convenus d'un commun accord concernant l'évaluation coordonnée de la stabilité dynamique; et
  - (d) une liste convenue d'un commun accord des aléas ou des perturbations dont l'impact est évalué dans le cadre de l'évaluation coordonnée de la stabilité dynamique.
4. En cas de problèmes de stabilité dus à un mauvais amortissement des oscillations entre zones affectant plusieurs GRT d'une zone synchrone, chaque GRT participe dès que possible à une évaluation coordonnée de la stabilité dynamique au niveau de la zone synchrone et communique les données nécessaires à cette évaluation. Cette évaluation est engagée et menée par les GRT concernés ou par l'ENTSO pour l'électricité.
5. Lorsqu'un GRT repère une influence possible sur la stabilité en tension, la stabilité angulaire du rotor ou la stabilité en fréquence, en relation avec d'autres réseaux de transport interconnectés, les GRT concernés coordonnent les méthodes utilisées dans l'évaluation de la stabilité dynamique, en communiquant les données nécessaires et en planifiant les actions correctives conjointes visant à améliorer la stabilité, y compris les procédures de coopération entre les GRT.
6. En décidant des méthodes utilisées dans l'évaluation de la stabilité dynamique, chaque GRT applique les règles suivantes:
  - (a) si, eu égard à la liste des aléas, les limites en régime permanent sont atteintes avant les limites de stabilité, le GRT fonde l'évaluation de la stabilité dynamique uniquement sur les études hors ligne effectuées dans le cadre de la planification d'exploitation à long terme;
  - (b) si, dans des conditions d'indisponibilité planifiée, eu égard à la liste des aléas, les limites en régime permanent et les limites de stabilité sont proches les unes des autres, ou si les limites de stabilité sont atteintes avant les limites en régime permanent, le GRT effectue une évaluation de la stabilité dynamique dans le cadre de la planification d'exploitation journalière pendant que ces conditions demeurent. Le GRT planifie les actions correctives à activer en exploitation en temps réel si nécessaire; et
  - (c) si le réseau de transport se trouve dans la situation N eu égard à la liste des aléas et que les limites de stabilité sont atteintes avant les limites en régime permanent, le GRT effectue une évaluation de la stabilité dynamique dans

toutes les phases de la planification d'exploitation et réévalue les limites de stabilité dès que possible après la détection d'un changement significatif dans la situation N.

*Article 39*  
*Gestion de la stabilité dynamique*

1. Lorsque l'évaluation de la stabilité dynamique indique un dépassement des limites de stabilité, les GRT dans la zone de contrôle desquels le dépassement a eu lieu préparent et activent les actions correctives propres à maintenir la stabilité du réseau de transport. Ces actions correctives peuvent associer des USR.
2. Chaque GRT veille à ce que les délais d'élimination des défauts qui peuvent entraîner une instabilité du réseau de transport sur une zone étendue soient plus courts que le délai critique d'élimination des défauts calculé par le GRT dans le cadre de ses évaluations de la stabilité dynamique effectuées conformément à l'article 38.
3. En relation avec les exigences relatives à l'inertie minimale qui sont pertinentes pour la stabilité en fréquence au niveau de la zone synchrone:
  - (a) tous les GRT de cette zone synchrone effectuent, au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, une étude commune par zone synchrone afin d'établir s'il y a lieu de fixer les besoins minimaux en inertie, compte tenu des coûts et bénéfices ainsi que des autres solutions possibles. Les GRT communiquent leurs études à leurs autorités de régulation. Tous les GRT effectuent une révision périodique et mettent à jour ces études tous les deux ans;
  - (b) lorsque les études visées au point a) démontrent la nécessité de définir l'inertie minimale requise, tous les GRT de la zone synchrone concernée développent conjointement une méthodologie pour la définition de l'inertie minimale requise pour maintenir la sécurité d'exploitation et prévenir le dépassement des limites de stabilité. Cette méthodologie respecte les principes d'efficacité et de proportionnalité, est élaborée dans les six mois après l'achèvement des études visées au point a) et est mise à jour après la mise à disposition des études actualisées; et
  - (c) chaque GRT déploie dans l'exploitation en temps réel l'inertie minimale requise dans sa zone de contrôle, conformément à la méthodologie définie et aux résultats obtenus conformément au point b).

**Titre 2**

**Échange de données**

**Chapitre 1**

## Exigences générales sur les échanges de données

### Article 40

#### *Organisation, rôles, responsabilités et qualité des échanges de données*

1. L'échange et la fourniture de données et d'informations en application du présent titre reflètent dans toute la mesure du possible la situation réelle et prévue du réseau de transport.
2. Chaque GRT est responsable de la fourniture et de l'utilisation de données et d'informations de haute qualité.
3. Chaque GRT rassemble les informations suivantes relatives à sa zone d'observabilité et échange ces données avec les autres GRT dans la mesure où cela est nécessaire pour exécuter l'analyse de la sécurité d'exploitation conformément à l'article 72:
  - (a) production;
  - (b) consommation;
  - (c) programmes;
  - (d) bilans;
  - (e) indisponibilités planifiées et topologie des postes électriques; et
  - (f) prévisions.
4. Chaque GRT représente les informations visées au paragraphe 3 sous forme d'injections et de soutirages à chaque nœud de son modèle de réseau individuel visé à l'article 64.
5. En coordination avec les GRD et les USR, chaque GRT détermine l'applicabilité et le champ des échanges de données sur la base des catégories suivantes:
  - (a) données structurelles conformément à l'article 48;
  - (b) données prévisionnelles et de programmation conformément à l'article 49;
  - (c) données en temps réel conformément aux articles 44, 47 et 50; et
  - (d) dispositions conformément aux articles 51, 52 et 53;
6. Dans les six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT conviennent d'un commun accord des exigences des rôles et des responsabilités organisationnels essentiels liés à l'échange de données. Ces exigences organisationnelles ainsi que ces rôles et responsabilités tiennent compte des conditions opérationnelles applicables à la méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation développée conformément à l'article 16 du règlement (UE) 2015/1222, et les complètent le cas échéant. Elles s'appliquent à toutes les dispositions relatives aux échanges de données du présent titre et incluent les éléments suivants:

- (a) les obligations pour les GRT de communiquer sans délai à tous les GRT voisins toute modification des réglages de protection, des limites thermiques et des capacités techniques aux interconnexions entre leurs zones de contrôle;
- (b) les obligations pour les GRD raccordés directement au réseau de transport d'informer les GRT, dans les délais convenus, de toute modification des données et informations en application du présent titre;
- (c) l'obligation, pour les GRD adjacents et/ou entre le GRD en aval et le GRD en amont, de s'informer mutuellement, dans les délais convenus, de toute modification des données et informations en application du présent titre;
- (d) l'obligation, pour les USR, d'informer leur GRT ou GRD, dans les délais prévus, de toute modification pertinente des données et informations établies en application du présent titre;
- (e) le contenu détaillé des données et informations établies en application du présent titre, notamment les principes essentiels, le type de donnée, les moyens de communication, le format et les normes à respecter, les délais et les responsabilités;
- (f) l'horodatage et la fréquence de communication des données et informations à fournir par les GRD et les USR, qui seront utilisées par les GRT aux différentes échéances. La fréquence des échanges d'information des données en temps réel, des données prévisionnelles et de la mise à jour des données structurelles est fixée; et
- (g) le format de notification des données et informations établies en application du présent titre.

Les exigences organisationnelles, les rôles et les responsabilités sont publiés par l'ENTSO pour l'électricité.

7. Au plus tard 18 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT convient avec les GRD concernés de processus efficaces, efficients et proportionnés pour la fourniture et la gestion des échanges de données entre eux, y compris, lorsque la gestion efficiente du réseau l'exige, la fourniture de données liées aux réseaux de distribution et aux USR. Sans préjudice des dispositions du paragraphe 6, point g), chaque GRT convient avec les GRD concernés du format pour les échanges de données.
8. Les USR raccordés au réseau de transport ont accès aux données relatives à leurs installations de réseau en service au point de raccordement.
9. Chaque GRT convient avec les GRD raccordés au réseau de transport de l'étendue des informations complémentaires à échanger entre eux en ce qui concerne les installations de réseau mises en service.
10. Les GRD dotés d'un point de raccordement à un réseau de transport sont habilités à recevoir les informations pertinentes structurelles, prévisionnelles et en temps réel de la part des GRT concernés et peuvent rassembler les informations structurelles, prévisionnelles et en temps réel provenant des GRD voisins. Les GRD voisins

déterminent d'une manière coordonnée l'étendue des informations qui peuvent être échangées.

## **Chapitre 2**

### **Échange de données entre les GRT**

#### *Article 41*

#### *Échange de données structurelles et prévisionnelles*

1. Les GRT voisins échangent au moins les informations structurelles suivantes liées à la zone d'observabilité:
  - (a) la topologie normale des postes électriques et les autres données pertinentes par niveau de tension;
  - (b) les données techniques des lignes de transport;
  - (c) les données techniques des transformateurs reliant les GRD, les USR qui sont des installations de consommation et les blocs transformateurs des générateurs d'USR qui sont des installations de production d'électricité;
  - (d) la puissance active et réactive maximale et minimale des USR qui sont des unités de production d'électricité;
  - (e) les données techniques des transformateurs de phases;
  - (f) les données techniques des systèmes HVDC;
  - (g) les données techniques des réactances, des condensateurs et des compensateurs statiques de puissance réactive; et
  - (h) les limites de sécurité d'exploitation définies par chaque GRT conformément à l'article 25.
2. Afin de coordonner la protection de leurs réseaux de transport, les GRT voisins échangent les paramètres de réglage de la protection des lignes pour lesquelles les aléas figurent en tant qu'aléas externes dans leurs listes des aléas.
3. Afin de coordonner leur analyse de la sécurité d'exploitation et d'établir le modèle de réseau commun conformément aux articles 67, 68, 69 et 70, chaque GRT échange, au moins avec les autres GRT de la même zone synchrone, au moins les données suivantes:
  - (a) la topologie des réseaux de transport à 220 kV et plus dans sa zone de contrôle;
  - (b) un modèle ou un équivalent du réseau de transport en dessous de 220 kV ayant un impact significatif sur son propre réseau de transport;

- (c) les limites d'intensité des éléments du système de transport; et
  - (d) un volume prévisionnel agrégé réaliste et précis d'injection et de soutirage, par source d'énergie primaire, à chaque nœud du réseau de transport, à différentes échéances.
4. Afin de coordonner les évaluations de la stabilité dynamique en application de l'article 38, paragraphes 2 et 4, et de les effectuer, chaque GRT échange avec les autres GRT de la même zone synchrone ou de la partie pertinente de cette zone les données suivantes:
- (a) données concernant les USR qui sont des unités de production d'électricité et relatives aux éléments suivants:
    - (i) paramètres électriques de l'alternateur utiles pour l'évaluation de la stabilité dynamique, notamment l'inertie totale;
    - (ii) modèles de protection;
    - (iii) alternateur et turbine;
    - (iv) description du transformateur élévateur;
    - (v) puissance réactive maximale et minimale;
    - (vi) modèles de tension et de régulation de la vitesse; et
    - (vii) modèles de systèmes d'entraînement et d'excitation convenant pour les fortes perturbations;
  - (b) les données sur le type de régulation et la plage de régulation de la tension en ce qui concerne les régulateurs, notamment la description des régulateurs en charge, des transformateurs élévateurs et des transformateurs réseau; et
  - (c) les données concernant les systèmes HVDC et les dispositifs FACTS relatives aux modèles dynamiques du système ou du dispositif et à sa régulation associée appropriée pour les grandes perturbations.

#### *Article 42*

#### *Échange de données en temps réel*

1. Conformément aux articles 18 et 19, chaque GRT échange avec les autres GRT de la même zone synchrone les données suivantes sur l'état du réseau de transport, à l'aide de l'outil informatique pour l'échange de données en temps réel à l'échelon paneuropéen fourni par l'ENTSO pour l'électricité:
- (a) fréquence;
  - (b) écart de réglage dans la restauration de la fréquence;
  - (c) échanges de puissance active mesurés entre zones RFP;

- (d) production agrégée injectée sur le réseau;
  - (e) état du réseau conformément à l'article 18;
  - (f) valeur de consigne du régleur fréquence-puissance; et
  - (g) échange de puissance par les lignes d'interconnexion virtuelles.
2. Chaque GRT échange avec les autres GRT de sa zone d'observabilité les données suivantes concernant son réseau de transport par les échanges de données en temps réel entre les systèmes de surveillance et d'acquisition de données (SCADA) et de gestion énergétique (EMS) des GRT:
- (a) topologie réelle des postes électriques;
  - (b) puissance active et réactive des lignes, y compris les lignes du réseau de transport et de distribution et les lignes de raccordement des USR;
  - (c) puissance active et réactive des transformateurs, y compris les transformateurs du réseau de transport et de distribution et les transformateurs de raccordement des USR;
  - (d) puissance active et réactive des installations de production d'électricité;
  - (e) positions des régulateurs des transformateurs, y compris les transformateurs déphaseurs;
  - (f) tension mesurée ou estimée des jeux de barres;
  - (g) puissance réactive des inductances et des condensateurs ou provenant d'un compensateur statique; et
  - (h) restrictions sur les capacités de fourniture de puissance active et réactive en ce qui concerne la zone d'observabilité.
3. Chaque GRT a le droit de demander à tous les GRT de sa zone d'observabilité de lui fournir en temps réel des photos d'estimation d'état provenant de leurs zones de réglages respectives, si ces données sont pertinentes pour la sécurité d'exploitation du réseau de transport du GRT demandeur.

### **Chapitre 3**

#### **Échange de données entre le GRT et les GRD au sein de la zone de contrôle d'un GRT**

##### *Article 43*

##### *Échange de données structurelles*

1. Chaque GRT détermine la zone d'observabilité des réseaux de distribution raccordés au réseau de transport pertinent dont il a besoin pour déterminer l'état du réseau avec

exactitude et efficacité, sur la base de la méthodologie développée conformément à l'article 75.

2. Si un GRT considère qu'un réseau de distribution non raccordé au réseau de transport a une influence significative en termes de tension, de flux de puissance ou d'autres paramètres électriques pour la représentation du comportement du réseau de transport, ce réseau de distribution est défini par le GRT comme faisant partie de la zone d'observabilité conformément à l'article 75.
3. Les informations structurelles liées à la zone d'observabilité visée aux paragraphes 1 et 2 fournies au GRT par chaque GRD comprennent au moins:
  - (a) les postes électriques, par ordre de tension;
  - (b) les lignes qui relient les postes électriques visés au point a);
  - (c) les transformateurs des postes électriques visés au point a);
  - (d) les USR; et
  - (e) les réactances et condensateurs reliés aux postes électriques visés au point a).
4. Chaque GRD raccordé au réseau de transport communique au GRT une mise à jour des informations structurelles conformément au paragraphe 3, au moins tous les six mois.
5. Au moins une fois par an, chaque GRD raccordé au réseau de transport fournit au GRT auquel il est raccordé, pour chaque source d'énergie primaire, la capacité de production d'électricité totale agrégée des unités de production d'électricité de type A soumis aux exigences du règlement (UE) 631/2016 de la Commission et les meilleures estimations de la capacité de production d'électricité des unités de production d'électricité de type A non soumises ou dérogeant au règlement (UE) 631/2016 de la Commission, raccordés à son réseau de distribution, ainsi que les informations associées concernant leur comportement en fréquence.

#### *Article 44*

#### *Échange de données en temps réel*

Sauf disposition contraire du GRT, chaque GRD fournit au GRT, en temps réel, les informations liées à la zone d'observabilité du GRT telle que visée à l'article 43, paragraphe 1 et 2, notamment:

- (a) la topologie réelle des postes électriques;
- (b) la puissance active et réactive transitant dans les lignes;
- (c) la puissance active et réactive des transformateurs;
- (d) l'injection de puissance active et réactive des installations de production d'électricité;
- (e) les positions de prise des transformateurs raccordés au réseau de transport;

- (f) la tension des jeux de barres;
- (g) la puissance réactive des inductances et des condensateurs;
- (h) les meilleures données disponibles pour la production agrégée par source d'énergie primaire dans la zone du GRD; et
- (i) les meilleures données disponibles pour la consommation agrégée dans la zone du GRD.

## **Chapitre 4**

### **Échanges de données entre les GRT, les propriétaires d'interconnexions ou d'autres lignes et les unités de production d'électricité raccordées au réseau de transport**

#### *Article 45*

#### *Échange de données structurelles*

1. Chaque USR qui est une installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité de type D raccordée au réseau de transport communique au GRT au moins les données suivantes:
  - (a) les données générales de l'unité de production d'électricité, notamment la puissance installée et la source d'énergie primaire;
  - (b) les données relatives à la turbine et à l'installation de production d'électricité, notamment les délais de démarrage à froid et à chaud;
  - (c) les données pour le calcul du courant de court-circuit;
  - (d) les données relatives aux transformateurs de l'installation de production d'électricité;
  - (e) les données FCR des unités de production d'électricité qui offrent ou fournissent ce service, conformément à l'article 154;
  - (f) les données FRR des unités de production d'électricité qui offrent ou fournissent ce service, conformément à l'article 158;
  - (g) les données RR des unités de production d'électricité qui offrent ou fournissent ce service, conformément à l'article 161;
  - (h) les données nécessaires à la reconstitution du réseau de transport;
  - (i) les données et modèles nécessaires aux simulations dynamiques;
  - (j) les données relatives aux protections;
  - (k) les données nécessaires pour déterminer le coût des actions correctives conformément à l'article 78, paragraphe 1, point b); lorsqu'un GRT utilise des

mécanismes fondés sur le marché en application de l'article 4, paragraphe 2, point d), l'indication du montant à acquitter par le GRT sera considérée comme suffisante;

- (l) la capacité de réglage de la tension et de la puissance réactive.
2. Chaque USR qui est une installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité de types B ou C raccordé au réseau de transport communique au GRT au moins les données suivantes:
    - (a) les données générales de l'unité de production d'électricité, notamment la puissance installée et la source d'énergie primaire;
    - (b) les données pour le calcul du courant de court-circuit;
    - (c) les données FCR selon la définition et les exigences de l'article 173 pour les unités de production d'électricité offrant ou fournissant ce service;
    - (d) les données FRR des unités de production d'électricité qui offrent ou fournissent ce service;
    - (e) les données RR des unités de production d'électricité qui offrent ou fournissent ce service;
    - (f) les données relatives aux protections;
    - (g) la capacité de réglage de la puissance réactive;
    - (h) les données nécessaires pour déterminer le coût des actions correctives conformément à l'article 78, paragraphe 1, point b); lorsqu'un GRT utilise des mécanismes fondés sur le marché en application de l'article 4, paragraphe 2, point d), l'indication du montant à acquitter par le GRT sera considérée comme suffisante;
    - (i) les données nécessaires à l'évaluation de la stabilité dynamique conformément à l'article 38.
  3. Un GRT peut demander à une installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité raccordée au réseau de transport de communiquer d'autres données nécessaires à l'analyse de la sécurité d'exploitation, conformément au titre 2 de la partie III.
  4. Chaque propriétaire de système HVDC ou d'interconnexion communique au GRT les données suivantes concernant le système HVDC ou l'interconnexion:
    - (a) données de la fiche signalétique de l'installation;
    - (b) données relatives aux transformateurs;
    - (c) données relatives aux filtres et aux batteries de filtres;
    - (d) données relatives à la compensation de la puissance réactive;

- (e) capacité de réglage de la puissance active;
  - (f) capacité de réglage de la puissance réactive et de la tension;
  - (g) ordre de priorité des modes d'exploitation en actif et en réactif, le cas échéant;
  - (h) capacité de réponse en fréquence;
  - (i) modèles dynamiques de simulation dynamique;
  - (j) données relatives aux protections; et
  - (k) tenue aux creux de tension.
5. Chaque propriétaire d'interconnexion à courant alternatif communique au GRT au moins les données suivantes:
- (a) données de la fiche signalétique de l'installation;
  - (b) paramètres électriques;
  - (c) protections associées.

*Article 46*  
*Échange de données sur les programmes*

1. Chaque USR qui est une installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité de type B, C ou D raccordé au réseau de transport communique au GRT au moins les données suivantes:
- (a) la production de puissance active ainsi que le volume et la disponibilité des réserves de puissance active, sur une base journalière et infrajournalière;
  - (b) sans délai, toute indisponibilité ou restriction programmée de puissance active;
  - (c) toute restriction prévue de la capacité de réglage de la puissance réactive; et
  - (d) par dérogation aux points a) et b), dans les régions dotés d'un centre de conduite, les données requises par le GRT pour la préparation de sa programmation de production de puissance active.
2. Chaque propriétaire de système HVDC communique aux GRT au moins les données suivantes:
- (a) son programme de puissance active et sa puissance active disponible sur une base journalière et infrajournalière;
  - (b) sans délai, toute indisponibilité ou restriction programmée de puissance active; et
  - (c) toute restriction prévue de la capacité de réglage de la puissance réactive ou de la tension.

3. Chaque exploitant d'interconnexion ou de ligne à courant alternatif communique aux GRT ses données concernant les indisponibilités programmées ou les restrictions de puissance active programmées.

#### *Article 47*

#### *Échange de données en temps réel*

1. Sauf disposition contraire du GRT, chaque USR qui est une installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité de type B, C ou D communique au GRT, en temps réel, au moins les données suivantes:
  - (a) position des disjoncteurs au point de raccordement ou à un autre point d'interaction convenu avec le GRT;
  - (b) puissance active et réactive au point de raccordement ou à un autre point d'interaction convenu avec le GRT; et
  - (c) dans le cas d'une installation de production d'électricité avec consommation autre que la consommation auxiliaire, la puissance active et réactive nette.
2. Sauf disposition contraire du GRT, chaque propriétaire de système HVDC ou d'interconnexion à courant alternatif communique aux GRT, en temps réel, au moins les données suivantes concernant le point de raccordement du système HVDC ou de l'interconnexion à courant alternatif:
  - (a) position des disjoncteurs;
  - (b) statut d'exploitation; et
  - (c) puissance active et réactive.

### **Chapitre 5**

#### **Échange de données entre GRT, GRD et unités de production d'électricité raccordées au réseau de distribution**

#### *Article 48*

#### *Échange de données structurelles*

1. Sauf disposition contraire du GRT, chaque installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité qui est un USR au sens de l'article 2, paragraphe 1, point a), et, par agrégation des USR en vertu de l'article 2, paragraphe 1, point e), raccordée au réseau de distribution, communique au GRT et au GRD avec lesquels elle possède un point de raccordement au moins les données suivantes:
  - (a) données générales de l'unité de production d'électricité, notamment la puissance installée et la source d'énergie primaire ou le type de combustible;

- (b) les données FCR selon la définition et les exigences de l'article 173 pour les installations de production d'électricité offrant ou fournissant le service FCR;
  - (c) les données FRR pour les installations de production d'électricité offrant ou fournissant le service FRR;
  - (d) les données RR pour les installations de production d'électricité offrant ou fournissant le service RR;
  - (e) les données relatives aux protections;
  - (f) la capacité de réglage de la puissance réactive;
  - (g) la capacité de commande à distance du disjoncteur;
  - (h) les données nécessaires à la simulation dynamique conformément aux dispositions du règlement (UE) 2016/631 de la Commission; et
  - (i) le niveau de tension et l'emplacement de chaque unité de production d'électricité.
2. Chaque installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité qui est un USR au sens de l'article 2, paragraphe 1, points a) et e) informe le GRT et le GRD avec lesquels elle possède un point de raccordement, dans le délai convenu et au plus tard lors de la première mise en service ou de toute modification de l'installation existante, de tout changement dans la portée et le contenu des données énumérées au paragraphe 1.

#### *Article 49*

#### *Échange de données sur les programmes*

Sauf disposition contraire du GRT, chaque installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité qui est un USR conformément à l'article 2, paragraphe 1, points a) et e) raccordé au réseau de distribution communique au GRT et au GRD avec lesquels elle possède un point de raccordement au moins les données suivantes:

- (a) ses indisponibilités et restrictions de puissance active programmées ainsi que sa fourniture prévisionnelle de puissance active au point de raccordement;
- (b) toute restriction prévue de la capacité de réglage de la puissance réactive; et
- (c) par dérogation aux points a) et b), dans les régions dotées d'un centre de conduite, les données requises par le GRT pour la préparation de sa programmation de fourniture de puissance active.

#### *Article 50*

#### *Échange de données en temps réel*

1. Sauf disposition contraire du GRT, chaque installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité qui est un USR conformément à

l'article 2, paragraphe 1, points a) et e) raccordé au réseau de distribution communique au GRT et au GRD avec lesquels elle possède un point de raccordement, en temps réel, au moins les données suivantes:

- (a) état des organes de coupure et des disjoncteurs au point de raccordement; et
  - (b) flux de puissance active et réactive, courant et tension au point de raccordement.
2. Chaque GRT définit, en coordination avec les GRD responsables, quels USR peuvent être exemptés de la fourniture, directement au GRT, des données en temps réel énumérées au paragraphe 1. En pareil cas, les GRT et GRD s'accordent sur les données en temps réel agrégées des USR concernés à communiquer au GRT.

#### *Article 51*

#### *Échange de données entre les GRT et les GRD concernant les unités de production d'électricité significatives*

1. Sauf disposition contraire du GRT, chaque GRD communique à son GRT les informations spécifiées aux articles 48, 49 et 50 à la fréquence et avec le niveau de détail requis par le GRT.
2. Chaque GRT met à la disposition du GRD au réseau duquel les USR sont raccordés les informations spécifiées aux articles 48, 49 et 50 selon la demande du GRD.
3. Un GRT peut demander des données supplémentaires à une installation de production d'électricité propriétaire d'une unité de production d'électricité qui est un USR conformément à l'article 2, paragraphe 1, points a) ou e) raccordé au réseau de distribution, si cela est nécessaire aux fins de l'analyse de la sécurité d'exploitation et de la validation des modèles.

## **Chapitre 6**

### **Échange de données entre les GRT et les installations de consommation**

#### *Article 52*

#### *Échange de données entre les GRT et les installations de consommation raccordées au réseau de transport*

1. Sauf indication contraire du GRT, chaque propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport communique au GRT les données structurelles suivantes:
  - (a) les données électriques des transformateurs raccordés au réseau de transport;
  - (b) les caractéristiques de charge de l'installation de consommation; et
  - (c) les caractéristiques du réglage de la puissance réactive.

2. Sauf indication contraire du GRT, chaque propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport communique au GRT les données suivantes:
  - (a) consommation de puissance programmée et consommation de puissance réactive prévue sur une base journalière et infrajournalière, y compris toute modification de ces programmes et prévisions;
  - (b) toute restriction prévue de la capacité de réglage de la puissance réactive;
  - (c) en cas d'implication dans la participation active de la demande, une programmation indiquant la puissance structurelle minimale et maximale pouvant être réduite; et
  - (d) par dérogation au point a), dans les régions dotées d'un centre de conduite, les données requises par le GRT pour la préparation de son programme de puissance active.
3. Sauf indication contraire du GRT, chaque propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport communique au GRT les données suivantes en temps réel:
  - (a) la puissance active et réactive au point de raccordement; et
  - (b) la plage de puissance minimale et maximale à réduire.
4. Chaque propriétaire d'installation de consommation raccordée au réseau de transport communique à son GRT une description de son comportement aux plages de tension visées à l'article 27.

#### *Article 53*

#### *Échange de données entre les GRT et les installations de consommation raccordées au réseau de distribution ou des tiers associés à la participation active de la demande*

1. Sauf disposition contraire du GRT, chaque USR qui est une installation de consommation raccordée à un réseau de distribution et qui est associé à la participation active de la demande autrement que par l'intermédiaire d'un tiers communique les données suivantes programmées et en temps réel, directement au GRT et au GRD:
  - (a) la puissance active minimale et maximale disponible pour la participation active de la demande et la durée maximale et minimale de toute utilisation potentielle de cette puissance aux fins de la participation active de la demande;
  - (b) une prévision de la puissance active non restreinte disponible pour la participation active de la demande et de toute participation active de la demande planifiée;
  - (c) la puissance active et réactive en temps réel au point de raccordement; et
  - (d) une confirmation que les estimations des valeurs réelles de la participation active de la demande sont appliquées.

- (2) Sauf disposition contraire du GRT, chaque USR qui est un tiers associé à la participation active de la demande telle que définie à l'article 27 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission communique au GRT et au GRD sur une base journalière et proche du temps réel, et pour le compte de tous ses sites de consommation raccordés au réseau de distribution, les données suivantes:
- (a) la puissance active structurelle minimale et maximale disponible pour la participation active de la demande et la durée maximale et minimale de tout recours potentiel à la participation active de la demande dans une zone géographique spécifique définie par le GRT et le GRD;
  - (b) une prévision de la puissance active non restreinte disponible pour la participation active de la demande et de tout niveau planifié de participation active de la demande dans une zone géographique spécifique définie par le GRT et le GRD;
  - (c) la puissance active et réactive en temps réel; et
  - (d) une confirmation que les estimations des valeurs réelles de la participation active de la demande sont appliquées.

### **Titre 3**

#### **Conformité**

##### **Chapitre 1**

###### **Rôles et responsabilités**

###### *Article 54*

###### *Responsabilité des USR*

1. Chaque USR notifie au GRT ou au GRD avec lequel il possède un point de raccordement toute modification de ses capacités techniques qui pourraient avoir une incidence sur la conformité avec les exigences du présent règlement, avant son exécution.
2. Chaque USR notifie dès que possible au GRT ou au GRD avec lequel il possède un point de raccordement toute perturbation dans l'exploitation de son installation qui pourrait avoir une incidence sur la conformité avec les exigences du présent règlement.
3. Chaque USR notifie au GRT ou au GRD avec lequel il possède un point de raccordement le programme d'essais et les procédures à suivre pour la vérification de la conformité de son installation avec les exigences du présent règlement, en temps utile et avant leur lancement. Le GRT ou le GRD approuve au préalable et en temps utile les programmes d'essais et les procédures; cette approbation n'est pas refusée sans raison valable. Lorsque l'USR possède un point de raccordement avec le GRD et

n'entre en contact, en application du paragraphe 2, qu'avec ce dernier, le GRT est habilité à demander au GRD concerné les résultats des essais de conformité pertinents pour la sécurité d'exploitation de son réseau de transport.

4. Sur demande du GRT ou du GRD, en application de l'article 41, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/631 de la Commission et de l'article 35, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission, l'USR procède aux essais et simulations de conformité, conformément à ces règlements, à tout moment pendant la durée d'exploitation de l'installation et en particulier après toute défaillance, modification ou remplacement de tout équipement qui pourrait avoir une incidence sur la conformité de l'installation avec les exigences du présent règlement concernant la capacité de l'installation à atteindre les valeurs déclarées, les exigences temporelles applicables à ces valeurs et la disponibilité des services auxiliaires ou leur fourniture par contrat. Les tiers qui fournissent des services de participation active de la demande directement au GRT et les fournisseurs de redispatching d'unités de production d'électricité ou d'installations de consommation par agrégation et les autres fournisseurs de réserves de puissance active veillent à ce que les installations de leur portefeuille soient conformes aux exigences du présent règlement.

#### *Article 55*

#### *Tâches des GRT concernant l'exploitation du réseau*

Chaque GRT est responsable de la sécurité d'exploitation de sa zone de contrôle et, en particulier, il:

- (a) développe et met en œuvre des outils d'exploitation adaptés à sa zone de contrôle et liés à l'exploitation en temps réel et à la planification de l'exploitation;
- (b) développe et déploie des outils et des solutions en matière de prévention et de correction des perturbations;
- (c) utilise les services fournis par des tiers, le cas échéant dans le cadre d'une procédure d'adjudication, tels que le redispatching ou l'échange de contrepartie, les services de gestion de la congestion, les réserves de production d'électricité et les autres services auxiliaires;
- (d) respecte la classification des incidents adoptée par l'ENTSO pour l'électricité conformément à l'article 8, paragraphe 3, point a), du règlement (CE) n° 714/2009 et soumet à l'ENTSO pour l'électricité les informations requises pour exécuter les tâches de définition de la classification des incidents; et
- (e) contrôle, sur une base annuelle, l'adéquation des outils d'exploitation du réseau établis en application des points a) et b) requis pour maintenir la sécurité d'exploitation. Chaque GRT détermine les éventuelles améliorations appropriées à apporter à ces outils d'exploitation du réseau, en tenant compte des rapports annuels établis par l'ENTSO pour l'électricité sur la base de l'échelle de classification des incidents conformément à l'article 15. Toute amélioration ainsi recensée est ensuite mise en œuvre par le GRT.

## Chapitre 2

### Essais d'exploitation

#### *Article 56*

#### *Rôles et responsabilités*

1. Chaque GRT et chaque GRD ou USR raccordé au réseau de transport peuvent effectuer des essais d'exploitation sur, respectivement, les éléments de leur réseau de transport ou leur installation, dans des conditions d'exploitation simulées et pendant une durée limitée. À cette fin, ils envoient une notification en temps utile et préalablement au lancement des essais, et réduisent au minimum l'incidence pour l'exploitation en temps réel du réseau. Les essais d'exploitation visent à:
  - (a) attester la conformité d'un nouvel élément du réseau de transport avec toutes les dispositions techniques et organisationnelles du présent règlement applicables à l'exploitation, en vue de sa première mise en service;
  - (b) attester la conformité d'une nouvelle installation d'un USR ou d'un GRD avec toutes les dispositions techniques et organisationnelles du présent règlement applicables à l'exploitation, en vue de sa première mise en service;
  - (c) attester la conformité avec toutes les dispositions techniques et organisationnelles du présent règlement applicables à l'exploitation en cas de modification d'un élément du réseau ou d'une installation d'un USR ou d'un GRD pertinente pour l'exploitation du réseau;
  - (d) évaluer les effets négatifs possibles d'une défaillance, d'un court-circuit ou d'un autre incident non prévu et inattendu dans l'exploitation du réseau, sur un élément du réseau de transport ou une installation d'un USR ou d'un GRD.
2. Les résultats des essais d'exploitation visés au paragraphe 1 sont utilisés par un GRT, un GRD ou un USR afin:
  - (a) que le GRT veille au fonctionnement correct des éléments du réseau de transport;
  - (b) que le GRD ou les USR veillent au fonctionnement correct des réseaux de distribution ou des installations des USR;
  - (c) que le GRT, le GRD ou l'USR maintienne les pratiques d'exploitation existantes ou en mette au point de nouvelles;
  - (d) que le GRT veille à l'exécution des services auxiliaires;
  - (e) que le GRT, le GRD ou l'USR acquière des informations sur la performance des éléments du réseau de transport et des installations des USR et des GRD dans toutes les conditions et en conformité avec les dispositions pertinentes du présent règlement applicables à l'exploitation, en ce qui concerne:

- (i) l'application contrôlée de variations de la fréquence ou de la tension en vue de recueillir des informations sur le comportement du réseau de transport et de ses éléments; et
  - (ii) l'essai de pratiques d'exploitation en état d'urgence et en état de reconstitution.
- 3. Chaque GRT veille à ce que les essais d'exploitation ne mettent pas en danger la sécurité d'exploitation de son réseau de transport. Tout essai d'exploitation peut être reporté ou interrompu en raison de conditions imprévues sur le réseau, ou afin de préserver la sécurité du personnel, de la population, de l'installation ou de l'appareil soumis à essai, ou des éléments du réseau de transport ou des installations du GRD ou de l'USR.
- 4. En cas de dégradation de l'état du réseau de transport dans lequel l'essai d'exploitation est effectué, le GRT de ce réseau est habilité à interrompre l'essai. Si la conduite d'un essai affecte un autre GRT et que l'état de son réseau est également dégradé, le GRT ou l'USR ou le GRD qui effectue l'essai arrête immédiatement l'essai dès qu'il est informé par le GRT concerné.
- 5. Chaque GRT veille à ce que les résultats des essais d'exploitation pertinents effectués ainsi que de toutes les analyses y afférentes soient:
  - (a) incorporés dans le processus de formation et de certification du personnel chargé de l'exploitation en temps réel;
  - (b) pris en considération dans le processus de recherche et de développement de l'ENTSO pour l'électricité: et
  - (c) utilisés pour améliorer les pratiques d'exploitation, y compris celles en état d'urgence et de reconstitution.

#### *Article 57*

##### *Exécution des essais d'exploitation et analyse*

- 1. Chaque GRT ou GRD avec lequel un USR possède un point de raccordement conserve le droit de tester la conformité de l'USR avec les exigences du présent règlement, les injections et soutirages attendus de la part de l'USR et ses prestations contractuelles de services auxiliaires, à tout moment pendant la durée d'exploitation de l'installation. La procédure applicable pour ces essais d'exploitation est notifiée en temps utile à l'USR par le GRT ou le GRD préalablement à l'exécution de l'essai.
- 2. Le GRT ou le GRD avec lequel l'USR possède un point de raccordement publie la liste des informations et documents à fournir ainsi que les exigences auxquelles l'USR doit satisfaire pour procéder à l'essai d'exploitation. Cette liste porte au moins sur les informations suivantes:
  - (a) l'ensemble de la documentation et des certificats d'équipement à fournir par l'USR;

- (b) les éléments des données techniques de l'installation de l'USR pertinents pour l'exploitation du réseau;
  - (c) les exigences applicables aux modèles pour l'évaluation de la stabilité dynamique; et
  - (d) les études effectuées par l'USR qui démontrent le résultat attendu de l'évaluation de la stabilité dynamique, le cas échéant.
3. Chaque GRT ou GRD publie le cas échéant la répartition des responsabilités entre l'USR et les GRT ou le GRD aux fins de l'essai d'exploitation de la conformité.

## **Titre 4**

### **Formation**

#### *Article 58*

#### *Programme de formation*

1. Au plus tard 18 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT élabore et adopte:
  - (a) un programme initial de formation pour la certification et un programme de formation continue de son personnel chargé de l'exploitation en temps réel du réseau de transport;
  - (b) un programme de formation de son personnel chargé de la planification de l'exploitation. Chaque GRT contribue à l'élaboration et à l'adoption des programmes de formation du personnel des coordinateurs régionaux de la sécurité compétents;
  - (c) un programme de formation de son personnel chargé de l'équilibrage.
2. Les programmes de formation du GRT comprennent la connaissance des éléments du réseau de transport, de l'exploitation du réseau de transport, de l'utilisation des systèmes et processus disponibles en conditions réelles, des opérations inter-GRT, de l'organisation des marchés, de la reconnaissance et du traitement des situations exceptionnelles d'exploitation du réseau, et des activités et outils de programmation de l'exploitation.
3. Les personnels des GRT chargés de l'exploitation en temps réel du réseau de transport suivent, dans le cadre de leur formation initiale, une formation sur les questions d'interopérabilité entre les réseaux de transport fondée sur des exemples réels et le retour d'expérience tiré de la formation conjointe réalisée avec les GRT voisins conformément à l'article 63. Cette formation concernant les questions d'interopérabilité porte notamment sur la préparation et l'activation d'actions correctives coordonnées pour tous les états du réseau.
4. Chaque GRT inclut dans son programme de formation pour le personnel chargé de l'exploitation en temps réel du réseau de transport, avec une indication de la fréquence des formations, les éléments suivants:

- (a) une description des éléments du réseau de transport;
  - (b) l'exploitation du réseau de transport dans tous les états du réseau, y compris la reconstitution;
  - (c) l'utilisation des systèmes et processus disponibles en conditions réelles;
  - (d) la coordination des opérations inter-GRT et de l'organisation des marchés;
  - (e) la reconnaissance et le traitement des situations d'exploitation exceptionnelles;
  - (f) les domaines pertinents d'ingénierie électrique;
  - (g) les aspects pertinents du marché intérieur de l'électricité de l'Union;
  - (h) les aspects pertinents des codes de réseau ou des lignes directrices adoptés conformément aux articles 6 et 18 du règlement (CE) n° 714/2009;
  - (i) la sécurité des personnes et la sûreté des installations nucléaires et des autres équipements dans la gestion du réseau de transport;
  - (j) la coopération et la coordination inter-GRT dans l'exploitation en temps réel et dans la planification de l'exploitation au niveau des principaux centres de conduite, formation donnée en langue anglaise sauf indication contraire;
  - (k) la formation conjointe avec les GRD et les USR raccordés au réseau de transport, le cas échéant;
  - (l) les aptitudes comportementales, en mettant l'accent sur la gestion du stress, le comportement humain en situation critique, la responsabilité et la motivation; et
  - (m) les pratiques et outils de la planification de l'exploitation, notamment ceux utilisés avec les coordinateurs régionaux de la sécurité pour la planification de l'exploitation.
5. Le programme de formation pour le personnel chargé de la planification de l'exploitation aborde au moins les aspects visés au paragraphe 4, points c) f), g), h), j) et m).
  6. Le programme de formation pour le personnel chargé de l'équilibrage aborde au moins les aspects visés au paragraphe 4, points c), g) et h).
  7. Chaque GRT tient des registres des programmes de formation suivis par les membres du personnel pendant leur période d'emploi. À la demande de l'autorité de régulation, chaque GRT communique le cadre général et le détail de ses programmes de formation.
  8. Chaque GRT réexamine ses programmes de formation au moins une fois par an, ou à la suite de modifications importantes du réseau. Chaque GRT met à jour ses programmes de formation afin de tenir compte de l'évolution des conditions d'exploitation, des règles du marché, de la configuration et des caractéristiques du

réseau, en particulier en ce qui concerne les nouvelles technologies, l'évolution des schémas de production d'électricité et de consommation et l'évolution du marché.

*Article 59*  
*Conditions de formation*

1. Les programmes de formation de chaque GRT pour le personnel chargé de l'exploitation en temps réel comprennent un volet en conditions réelles et un volet en salle de formation. La formation en conditions réelles est dispensée sous la supervision d'un employé expérimenté chargé de l'exploitation en temps réel. La formation en salle est dispensée dans un environnement qui reproduit la salle de commandes réelle, avec des détails de modélisation du réseau à un niveau approprié pour les tâches faisant l'objet de la formation.
2. Chaque GRT met en œuvre une formation du personnel chargé de l'exploitation en temps réel sur la base d'un modèle complet de son réseau comprenant des données d'autres réseaux, dont au moins ceux de la zone d'observabilité, à un niveau de détail suffisant pour reproduire les aspects de l'exploitation inter-GRT. Les scénarios de formation sont basés sur des conditions de réseau réelles et simulées. Le cas échéant, les rôles des autres GRT, des GRD raccordés au réseau de transport et des USR sont également simulés, sauf s'ils peuvent être directement représentés dans le cadre de formations conjointes.
3. Chaque GRT coordonne la formation en salle du personnel chargé de l'exploitation en temps réel avec les GRD raccordés au réseau de transport et les USR en ce qui concerne l'impact de leurs installations sur l'exploitation en temps réel du réseau de transport, d'une manière complète et proportionnée, en tenant compte de la topologie la plus récente du réseau et des caractéristiques des équipements secondaires. Le cas échéant, les GRT, les GRD raccordés au réseau de transport et les USR mettent en œuvre des simulations conjointes en salle de formation ou des ateliers de formation conjoints.

*Article 60*  
*Coordinateurs de formation et formateurs*

1. Les responsabilités du coordinateur de formation comprennent la conception, la supervision et la mise à jour des programmes de formation, ainsi que la détermination:
  - (a) des qualifications et du processus de sélection du personnel des GRT à former;
  - (b) de la formation requise pour la certification du personnel du gestionnaire de réseau chargé de l'exploitation en temps réel;
  - (c) des processus, y compris la documentation y afférente, concernant les programmes de formation initiale et continue;
  - (d) du processus de certification du personnel du gestionnaire de réseau chargé de l'exploitation en temps réel; et

- (e) du processus de prolongation d'une période de formation et de certification pour le personnel du gestionnaire de réseau chargé de l'exploitation en temps réel.
- 2. Chaque GRT détermine les aptitudes et le niveau de compétence des formateurs en conditions réelles. Les formateurs en conditions réelles ont un niveau approprié d'expérience opérationnelle suite à leur certification.
- 3. Chaque GRT dispose d'un registre des membres du personnel affectés à l'exploitation en temps réel qui assument la fonction de formateur en conditions réelles et réexamine les capacités de ceux-ci à dispenser une formation pratique avant de décider de la prolongation de validité de leur certification.

#### *Article 61*

##### *Certification du personnel du gestionnaire de réseau affecté à l'exploitation en temps réel*

1. Une personne peut devenir membre du personnel du gestionnaire de réseau affecté à l'exploitation en temps réel pour autant qu'elle soit formée puis certifiée par un représentant désigné du GRT pour les tâches en cause dans les délais fixés dans le programme de formation. Un membre du personnel du gestionnaire de réseau affecté à l'exploitation en temps réel ne travaille pas sans supervision dans le centre de conduite s'il n'est pas certifié.
2. Au plus tard 18 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT définit et met en œuvre un processus, précisant le niveau de compétence visé, pour la certification du personnel du gestionnaire de réseau affecté à l'exploitation en temps réel.
3. Le personnel du GRT affecté à l'exploitation en temps réel est certifié dans le cadre d'une évaluation formelle qui comporte une épreuve orale et/ou écrite, et/ou une évaluation pratique selon des critères prédéfinis.
4. Le GRT conserve une copie du certificat délivré et des résultats des évaluations formelles. Sur demande de l'autorité de régulation, le GRT fournit une copie des registres des épreuves de certification.
5. Chaque GRT enregistre la période de validité de la certification délivrée à tout membre du personnel affecté à l'exploitation en temps réel.
6. Chaque GRT fixe la période de validité maximale de la certification, qui ne dépasse pas cinq ans mais qui peut être prolongée sur la base de critères définis par chaque GRT et peut tenir compte de la participation des membres du personnel affectés à l'exploitation en temps réel à un programme de formation continue et disposant d'une expérience pratique suffisante.

### *Article 62*

#### *Langue commune pour la communication entre les personnels des gestionnaires de réseau affectés à l'exploitation en temps réel*

1. Sauf accord contraire, la langue commune de contact entre les personnels d'un GRT et des GRT voisins est l'anglais.
2. Chaque GRT forme son personnel affecté à l'exploitation en temps réel afin qu'il acquière les aptitudes suffisantes dans les langues de contact communes convenues avec les GRT voisins.

### *Article 63*

#### *Coopération entre les GRT en matière de formation*

1. Chaque GRT organise des sessions de formation régulières avec ses GRT voisins en vue d'améliorer la connaissance des caractéristiques des réseaux de transport voisins ainsi que la communication et la coordination entre les personnels des GRT voisins affectés à l'exploitation en temps réel. La formation inter-GRT porte notamment sur l'acquisition d'une connaissance détaillée des actions coordonnées nécessaires dans chaque état du système.
2. Chaque GRT détermine, en coopération avec au moins les GRT voisins, les besoins en matière d'actions de formation communes, ainsi que la fréquence, le contenu minimum et la portée de ces sessions, compte tenu du niveau d'interaction et de coopération opérationnelle nécessaire. La formation inter-GRT peut inclure, mais sans s'y limiter, des ateliers de formation conjoints et des sessions de formation conjointes sur simulateur.
3. Chaque GRT participe avec les autres GRT, au moins une fois par an, à des sessions de formation sur la gestion des questions inter-GRT dans l'exploitation en temps réel. La fréquence est définie en tenant compte du niveau d'influence mutuelle des réseaux de transport et du type d'interconnexion (courant alternatif ou continu).
4. Chaque GRT échange son expérience de l'exploitation en temps réel, notamment dans le cadre de visites et d'échanges d'expérience entre personnels de gestionnaires de réseau affectés à l'exploitation en temps réel, avec les GRT voisins, avec tout GRT avec lequel existe ou a existé une interaction opérationnelle inter-GRT et avec les coordinateurs régionaux de la sécurité concernés.

## **PARTIE III**

### **PLANIFICATION DE L'EXPLOITATION**

#### **Titre 1**

#### **Données pour l'analyse de la sécurité d'exploitation lors de la planification de l'exploitation**

#### *Article 64*

##### *Dispositions générales relatives aux modèles de réseaux individuels et communs*

1. Afin de mener une analyse de la sécurité d'exploitation conformément au titre 2 de la présente partie, chaque GRT prépare des modèles de réseaux individuels, conformément aux méthodologies établies en application de l'article 17 du règlement (UE) 2015/1222 et de l'article 18 du règlement (UE) [000/2016 FCA] de la Commission, pour chacune des échéances ci-dessous, en appliquant le format de données établi à l'article 114, paragraphe 2:
  - (a) à un an, conformément aux articles 66, 67 et 68;
  - (b) le cas échéant, à une semaine, conformément à l'article 69;
  - (c) journalière, conformément à l'article 70; et
  - (d) infrajournalière, conformément à l'article 70.
2. Les modèles de réseaux individuels contiennent les informations structurelles et les données visées à l'article 41.
3. Chaque GRT élabore les modèles de réseaux individuels et chaque coordinateur de sécurité régional contribue à l'élaboration des modèles de réseaux communs en appliquant le format de données établi en application de l'article 114, paragraphe 2.

#### *Article 65*

##### *Scénarios à un an*

1. Tous les GRT élaborent conjointement une liste commune de scénarios à un an, à la lumière desquels ils évaluent le fonctionnement du réseau de transport interconnecté pour l'année suivante. Ces scénarios permettent de déterminer et d'évaluer l'influence de l'interconnexion des réseaux de transport sur la sécurité d'exploitation. Les scénarios comprennent les variables suivantes:
  - (a) la demande d'électricité;
  - (b) les conditions relatives à la contribution des sources d'énergie renouvelables;
  - (c) la détermination des importations et exportations, y compris les valeurs de référence partagées permettant les opérations de fusion;
  - (d) le plan de production d'électricité, avec un parc de production d'électricité pleinement disponible; et
  - (e) le développement du réseau à un an.
2. Lors de l'élaboration de la liste commune de scénarios, les GRT tiennent compte des éléments suivants:
  - (a) les schémas typiques d'échanges transfrontaliers pour différents niveaux de consommation, de production à partir de sources d'énergie renouvelables et de production conventionnelle;

- (b) la probabilité de réalisation des scénarios;
  - (c) les dépassements potentiels des limites de sécurité d'exploitation dans chaque scénario;
  - (d) le volume de puissance produite et consommée par les installations de production d'électricité et les installations de consommation raccordées aux réseaux de distribution.
3. Si les GRT ne parviennent pas à établir la liste commune de scénarios visée au paragraphe 1, ils utilisent les scénarios par défaut suivants:
- (a) pointe d'hiver, 3e mercredi de janvier de l'année en cours, 10 h 30 HEC;
  - (b) creux d'hiver, 2e dimanche de janvier de l'année en cours, 03 h 30 HEC;
  - (c) pointe de printemps, 3e mercredi d'avril de l'année en cours, 10 h 30 HEC;
  - (d) creux de printemps, 2e dimanche d'avril de l'année en cours, 03 h 30 HEC;
  - (e) pointe d'été, 3e mercredi de juillet de l'année précédente, 10 h 30 HEC;
  - (f) creux d'été, 2e dimanche de juillet de l'année précédente, 03 h 30 HEC;
  - (g) pointe d'automne, 3e mercredi d'octobre de l'année précédente, 10 h 30 HEC;
  - (h) creux d'automne, 2e dimanche d'octobre de l'année précédente, 03 h 30 HEC.
4. L'ENTSO pour l'électricité publie chaque année, au plus tard le 15 juillet, la liste commune de scénarios établie pour l'année suivante, y compris la description de ces scénarios et leur période d'utilisation prévue.

#### *Article 66*

##### *Modèles de réseaux individuels à un an*

1. Chaque GRT détermine un modèle de réseau individuel à un an pour chacun des scénarios élaborés conformément à l'article 65, sur la base des meilleures estimations des variables définies à l'article 65, paragraphe 1. Chaque GRT publie son modèle de réseau individuel à un an dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation, conformément à l'article 114, paragraphe 1.
2. Lors de l'élaboration de son modèle de réseau individuel à un an, chaque GRT:
  - (a) fixe, avec les GRT voisins, une estimation du flux de puissance sur les systèmes HVDC reliant leurs zones de contrôle;
  - (b) équilibre, pour chaque scénario, la somme des éléments suivants:
    - (i) les échanges nets sur les lignes à courant alternatif;

- (ii) les estimations des flux de puissance sur les systèmes HVDC;
  - (iii) la consommation, y compris l'estimation des pertes; et
  - (iv) la production.
3. Chaque GRT fait figurer dans son modèle de réseau individuel à un an la puissance produite agrégée des installations de production d'électricité raccordées aux réseaux de distribution. Cette puissance produite agrégée:
- (a) est cohérente avec les données structurelles fournies conformément aux dispositions des articles 41, 43, 45 et 48;
  - (b) est cohérente avec les scénarios élaborés conformément à l'article 65; et
  - (c) distingue le type de source d'énergie primaire.

#### *Article 67*

##### *Modèles de réseaux communs à un an*

1. Au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent conjointement une proposition de méthodologie pour l'élaboration des modèles de réseaux communs à un an sur la base des modèles de réseaux individuels établis conformément à l'article 66, paragraphe 1, et pour leur sauvegarde. La méthodologie prend en compte, et complète s'il y a lieu, les conditions d'exploitation de la méthodologie relative aux modèles de réseaux communs élaborée conformément à l'article 17 du règlement (UE) 2015/1222 et à l'article 18 du règlement (UE) [000/2016 FCA], en ce qui concerne les éléments suivants:
- (a) délais pour la collecte des modèles de réseaux individuels à un an, pour leur fusion en un modèle de réseau commun et pour la sauvegarde des modèles de réseaux individuels et communs;
  - (b) contrôle de la qualité des modèles de réseaux individuels et communs afin de veiller à leur exhaustivité et à leur cohérence; et
  - (c) correction et amélioration des modèles de réseaux individuels et communs, avec au moins la mise en œuvre des contrôles de qualité visés au point b).
2. Chaque GRT a le droit de demander à un autre GRT toute information pertinente relative à des modifications de la topologie du réseau ou à des modalités d'exploitation, telles que les paramètres de réglage de protection, les mécanismes de protection des systèmes, les schémas unifilaires et les configurations de postes électriques, ou les modèles de réseaux supplémentaires pertinents pour donner une représentation exacte du réseau de transport en vue d'effectuer une analyse de la sécurité d'exploitation.

### *Article 68*

#### *Mise à jour des modèles de réseaux individuels et communs à un an*

1. Lorsqu'un GRT modifie ses meilleures estimations des variables utilisées pour déterminer son modèle de réseau individuel à un an, établi conformément à l'article 66, paragraphe 1, ou qu'il remarque une telle modification, et que cette modification a des conséquences pour la sécurité d'exploitation, il met à jour ledit modèle et le publie dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
2. Lorsqu'un modèle de réseau individuel est mis à jour, le modèle de réseau commun à un an est mis à jour en conséquence en appliquant la méthodologie établie conformément à l'article 67, paragraphe 1.

### *Article 69*

#### *Modèles de réseaux individuels et communs à une semaine*

1. Si deux GRT ou plus l'estiment nécessaire, ils déterminent les scénarios les plus représentatifs pour la coordination de l'analyse de la sécurité d'exploitation de leurs réseaux de transport à l'échéance d'une semaine et conçoivent une méthodologie pour la fusion des modèles de réseaux individuels, analogue à la méthodologie pour l'élaboration du modèle de réseau commun à un an sur la base des modèles de réseaux individuels à un an, conformément à l'article 67, paragraphe 1.
2. Chaque GRT visé au paragraphe 1 établit ou met à jour ses modèles de réseaux individuels à une semaine en fonction des scénarios déterminés conformément au paragraphe 1.
3. Les GRT visés au paragraphe 1 ou les tiers auxquels la tâche visée au paragraphe 1 a été déléguée élaborent les modèles de réseaux communs à une semaine selon la méthodologie définie conformément au paragraphe 1 et en se servant des modèles de réseaux individuels établis conformément au paragraphe 2.

### *Article 70*

#### *Méthodologie pour l'établissement de modèles de réseaux communs journaliers et infrajournaliers*

1. Au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent conjointement une proposition de méthodologie pour l'élaboration des modèles de réseaux communs journalier et infrajournalier sur la base des modèles de réseaux individuels, et pour leur sauvegarde. Cette méthodologie prend en compte, et complète s'il y a lieu, les conditions d'exploitation de la méthodologie relative aux modèles de réseaux communs élaborée conformément à l'article 17 du règlement (UE) 2015/1222, en ce qui concerne les éléments suivants:
  - (a) la définition des horodatages;
  - (b) les délais pour la collecte des modèles de réseaux individuels, pour leur fusion en un modèle de réseau commun et pour la sauvegarde des modèles de réseaux

individuels et communs. Les délais sont compatibles avec les procédures régionales établies pour la préparation et l'activation d'actions correctives;

- (c) le contrôle de la qualité des modèles de réseaux individuels et communs à mettre en œuvre, afin de s'assurer de leur exhaustivité et de leur cohérence;
  - (d) la correction et l'amélioration des modèles de réseaux individuels et communs, avec au moins la mise en œuvre des contrôles de qualité visés au point c); et
  - (e) le traitement des informations complémentaires sur les modalités d'exploitation, telles que les paramètres de réglage de protection ou les dispositifs de protection du réseau, les schémas unifilaires et les configurations de postes électriques, afin de gérer la sécurité d'exploitation.
2. Chaque GRT crée des modèles de réseaux individuels journaliers et infrajournaliers conformément au paragraphe 1 et les publie dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
3. Lors de la création des modèles de réseaux individuels journaliers et infrajournaliers visés au paragraphe 2, chaque GRT indique:
- (a) les prévisions actualisées en matière de charge et de production d'électricité;
  - (b) les résultats disponibles des marchés journaliers et infrajournaliers;
  - (c) les résultats disponibles des opérations de programmation décrites au titre 6 de la partie III;
  - (d) pour les installations de production d'électricité raccordées aux réseaux de distribution, la puissance produite agrégée, ventilée selon le type de source d'énergie primaire conformément aux données fournies en application des articles 40, 43, 44, 48, 49 et 50;
  - (e) la topologie actualisée du réseau de transport.
4. Toutes les actions correctives déjà décidées figurent dans les modèles de réseaux individuels journaliers et infrajournaliers et sont clairement distinctes des injections et soutirages établis en vertu de l'article 40, paragraphe 4, ainsi que de la topologie du réseau en l'absence d'actions correctives.
5. Chaque GRT évalue l'exactitude des variables du paragraphe 3 en les comparant à leurs valeurs réelles, en tenant compte des principes déterminés en application de l'article 75, paragraphe 1, point c).
6. Si, à la suite de l'évaluation visée au paragraphe 5, un GRT estime que les variables ne sont pas suffisamment exactes pour évaluer la sécurité d'exploitation, il détermine les causes de l'inexactitude. Si ces causes dépendent des procédures utilisées par le GRT pour l'établissement des modèles de réseaux individuels, le GRT revoit ces procédures en vue d'obtenir des résultats plus justes. Si les causes dépendent de variables fournies par d'autres parties, le GRT et ces parties mettent tout en œuvre pour assurer l'exactitude des variables concernées.

*Article 71*  
*Contrôle de la qualité des modèles de réseaux*

Lors de la définition des contrôles de qualité prévus à l'article 67, paragraphe 1, point b), et à l'article 70, paragraphe 1, point c), tous les GRT déterminent conjointement les contrôles destinés à vérifier, au moins:

- (a) la cohérence de l'état de raccordement des interconnexions;
- (b) que les valeurs de tension se situent dans les valeurs d'exploitation habituelles en ce qui concerne les éléments du réseau de transport qui influent sur les autres zones de contrôle;
- (c) la cohérence des surcharges transitoires admissibles des interconnexions; et
- (d) que les injections ou soutirages de puissance active et réactive sont compatibles avec les valeurs d'exploitation habituelles.

**Titre 2**

**Analyse de la sécurité d'exploitation**

*Article 72*

*Analyse de la sécurité d'exploitation lors de la planification de l'exploitation*

1. Chaque GRT effectue des analyses coordonnées de la sécurité d'exploitation au moins pour les échéances suivantes:
  - (a) à un an;
  - (b) à une semaine, s'il y a lieu conformément à l'article 69;
  - (c) journalière; et
  - (d) infrajournalière.
2. Lors d'une analyse coordonnée de la sécurité d'exploitation, le GRT applique la méthodologie adoptée en application de l'article 75.
3. Pour effectuer les analyses de la sécurité d'exploitation, chaque GRT simule, en situation N, chacun des aléas de sa liste des aléas établie conformément à l'article 33 et vérifie que les limites de sécurité d'exploitation définies conformément à l'article 25 en situation (N-1) ne sont pas dépassées dans sa zone de contrôle.
4. Chaque GRT effectue ses analyses de la sécurité d'exploitation en utilisant au moins les modèles de réseaux communs établis conformément aux articles 67, 68, 70 et, le cas échéant, à l'article 69, et tient compte dans ses analyses des indisponibilités planifiées.

5. Chaque GRT communique les résultats de son analyse de la sécurité d'exploitation au moins aux GRT dont les éléments sont inclus dans sa zone d'observabilité et qui sont affectés, selon cette analyse, afin de permettre aux GRT en question de vérifier le respect des limites de sécurité d'exploitation dans leurs zones de contrôle.

#### *Article 73*

##### *Analyses de la sécurité d'exploitation, à un an et jusqu'à une semaine*

1. Chaque GRT effectue des analyses de la sécurité d'exploitation à un an et, s'il y a lieu, à une semaine, en vue de détecter au moins les contraintes suivantes:
  - (a) les flux de puissance et les tensions supérieurs aux limites de sécurité d'exploitation;
  - (b) le dépassement des limites de stabilité du réseau de transport déterminées conformément à l'article 38, paragraphes 2 et 6; et
  - (c) les dépassements des seuils de court-circuit du réseau de transport.
2. Quand un GRT détecte une contrainte possible, il prévoit des actions correctives conformément aux articles 20 à 23. S'il n'existe pas d'actions correctives n'entraînant pas de coûts et que la contrainte est liée à l'indisponibilité planifiée de certains actifs pertinents, cette contrainte constitue une incompatibilité dans la planification des indisponibilités et le GRT lance une coordination des indisponibilités, conformément à l'article 95 ou à l'article 100, en fonction du moment de l'année où cette action est lancée.

#### *Article 74*

##### *Analyse de la sécurité d'exploitation journalière, infrajournalière et proche du temps réel*

1. Chaque GRT effectue des analyses de la sécurité d'exploitation journalière, infrajournalière et proche du temps réel afin de détecter d'éventuelles contraintes, et de préparer et lancer des actions correctives avec les GRT concernés et, le cas échéant, les GRD ou USR affectés.
2. Chaque GRT surveille les prévisions de consommation et de production d'électricité. Lorsque les prévisions indiquent un écart significatif pour la consommation ou la production, le GRT met à jour son analyse de la sécurité d'exploitation.
3. Pour les analyses de la sécurité d'exploitation proches du temps réel dans sa zone d'observabilité, chaque GRT recourt à une estimation d'état.

#### *Article 75*

##### *Méthodologie de coordination des analyses de la sécurité d'exploitation*

1. Dans les douze mois suivant l'entrée en vigueur du présent règlement, les GRT élaborent conjointement une proposition de méthodologie pour la coordination des analyses de la sécurité d'exploitation. Cette méthodologie vise à l'harmonisation des analyses de la sécurité d'exploitation, au moins par zone synchrone, et comporte au moins:

- (a) des méthodes pour évaluer l'influence des éléments des réseaux de transport et des USR situés en dehors de la zone de contrôle d'un GRT, afin d'identifier les éléments inclus dans la zone d'observabilité et les seuils d'influence d'aléa au-delà desquels les aléas de ces éléments constituent des aléas externes;
  - (b) des principes pour l'évaluation commune des risques, couvrant au moins, pour les aléas visés à l'article 33:
    - (i) la probabilité associée;
    - (ii) les surcharges transitoires admissibles; et
    - (iii) les incidences des aléas;
  - (c) des principes pour l'analyse et le traitement des incertitudes en matière de production d'électricité et de consommation, tenant compte d'une marge de fiabilité conforme à l'article 22 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission;
  - (d) les exigences de coordination et d'échange d'informations entre les coordinateurs régionaux en matière de sécurité, en ce qui concerne les tâches énumérées à l'article 77, paragraphe 3;
  - (e) le rôle de l'ENTSO pour l'électricité en ce qui concerne la gestion des instruments communs, l'amélioration des règles sur la qualité des données, le suivi de la méthodologie pour l'analyse coordonnée de la sécurité d'exploitation et le suivi des dispositions communes applicables à chaque région de calcul de la capacité aux fins de la coordination régionale de la sécurité d'exploitation.
2. Les méthodes visées au paragraphe 1, point a), permettent l'identification de tous les éléments d'une zone d'observabilité d'un GRT, qu'il s'agisse d'éléments de réseau d'autres GRT ou de GRD raccordés au réseau de transport, d'unités de production d'électricité ou d'installations de consommation. Ces méthodes tiennent compte des éléments de réseaux de transport et des caractéristiques des USR qui suivent:
- (a) l'état de raccordement ou les valeurs électriques (telles que la tension, le flux de puissance ou l'angle du rotor) qui influent de manière significative sur la justesse des résultats de l'estimation de l'état de la zone de contrôle du GRT, au-delà de seuils communs;
  - (b) l'état de raccordement ou les valeurs électriques (telles que la tension, le flux de puissance ou l'angle du rotor) qui influent de manière significative sur la justesse des résultats de l'analyse de la sécurité d'exploitation réalisée par le GRT, au-delà de seuils communs; et
  - (c) la nécessité d'assurer une représentation adéquate des éléments raccordés dans la zone d'observabilité du GRT.
3. Les valeurs visées au paragraphe 2, points a) et b), sont déterminées sur la base de situations représentatives des différentes conditions envisageables, caractérisées par des variables telles que le niveau et le schéma de production d'électricité, les échanges transfrontaliers d'électricité et les indisponibilités d'actifs.

4. Les méthodes visées au paragraphe 1, point a), permettent l'identification de tous les éléments de la liste des aléas externes d'un GRT présentant les caractéristiques suivantes:
  - (a) chaque élément présente, dans la zone de contrôle du GRT, un facteur d'influence sur les valeurs électriques, telles que la tension, le flux de puissance ou l'angle du rotor, supérieur aux seuils d'influence d'aléa communs, ce qui signifie que l'indisponibilité de cet élément peut considérablement influencer sur les résultats de l'analyse des aléas du GRT;
  - (b) le choix des seuils d'influence des aléas doit minimiser le risque que l'occurrence d'un aléa identifié dans la zone de contrôle d'un autre GRT, mais pas dans la liste des aléas externes du GRT, puisse entraîner pour un GRT un comportement de réseau considéré comme non acceptable pour un élément de sa liste des aléas internes, tel qu'un état d'urgence;
  - (c) l'évaluation d'un tel risque s'appuie sur des situations représentatives des différentes conditions envisageables, caractérisées par des variables telles que le niveau et le schéma de production d'électricité, les échanges transfrontaliers d'électricité et les indisponibilités d'actifs.
5. Les principes de l'évaluation commune des risques visés au paragraphe 1, point b), comportent des critères pour l'évaluation de la sûreté des réseaux interconnectés. Ces critères sont établis en fonction du niveau de risque maximal accepté, convenu entre les différentes analyses de la sécurité des GRT. Ces principes se rapportent à:
  - (a) la cohérence de la définition des aléas exceptionnels;
  - (b) l'évaluation de la probabilité et de l'impact des aléas exceptionnels; et
  - (c) la prise en compte des aléas exceptionnels dans la liste des aléas d'un GRT dès lors que leur probabilité dépasse un seuil commun.
6. Les principes pour l'évaluation et le traitement des aléas visés au paragraphe 1, point c), prévoient de maintenir l'impact des incertitudes relatives à la production et à la demande en deçà d'un niveau maximal acceptable et harmonisé pour l'analyse de la sécurité d'exploitation de chaque GRT. Ces principes établissent:
  - (a) les conditions harmonisées dans lesquelles un GRT met à jour son analyse de la sécurité d'exploitation. Ces conditions tiennent compte de tous les aspects pertinents, tels que l'horizon prévisionnel de la production et de la demande, le niveau de changement des valeurs prévues au sein de la zone de contrôle du GRT ou des zones de contrôle d'autres GRT, l'emplacement de la production et de la demande, les résultats précédents de son analyse de la sécurité d'exploitation; et
  - (b) la fréquence minimale de mise à jour des prévisions de production et de demande, en fonction de leur variabilité et de la puissance installée de production d'électricité obtenue à partir de ressources non appelables.

## Article 76

### *Proposition pour la coordination régionale de la sécurité d'exploitation*

1. Dans les trois mois suivant l'approbation de la méthodologie de coordination de l'analyse de la sécurité d'exploitation, visée à l'article 75, paragraphe 1, tous les GRT de chaque région de calcul de la capacité élaborent conjointement une proposition de dispositions communes pour la coordination régionale de la sécurité d'exploitation, qu'appliquent les coordinateurs régionaux de la sécurité et les GRT de la région de calcul de la capacité. Cette proposition respecte les méthodologies de coordination de l'analyse de la sécurité d'exploitation élaborées conformément à l'article 75, paragraphe 1, et complète si nécessaire les méthodologies élaborées conformément aux articles 35 et 74 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission. La proposition détermine:
  - (a) les conditions et la fréquence de la coordination infrajournalière des analyses de la sécurité d'exploitation et des mises à jour du modèle de réseau commun par le coordinateur de sécurité régional;
  - (b) la méthodologie pour la préparation des actions correctives gérées de façon coordonnée, vu leurs incidences transfrontalières déterminées conformément à l'article 35 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission, en tenant compte des exigences des articles 20 à 23 et en déterminant au moins:
    - (i) la procédure pour l'échange, entre les GRT concernés et le coordinateur de sécurité régional, des informations relatives aux actions correctives disponibles;
    - (ii) la classification des contraintes et des actions correctives, conformément à l'article 22;
    - (iii) l'établissement des actions correctives les plus efficaces et présentant le meilleur rapport coût-efficacité, en cas d'atteintes à la sécurité d'exploitation telles que mentionnées à l'article 22;
    - (iv) la préparation et l'activation d'actions correctives, conformément à l'article 23, paragraphe 2;
    - (v) la répartition des coûts liés aux actions correctives visées à l'article 22, qui complète le cas échéant la méthodologie commune élaborée en application de l'article 74 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission. En règle générale, les coûts des congestions non liées à des échanges transfrontaliers sont à la charge du GRT responsable de la zone de contrôle concernée. Les coûts de suppression des congestions liées à des échanges transfrontaliers sont couverts par les GRT responsables des zones de contrôle au prorata de l'impact aggravant des échanges d'énergie entre des zones de contrôle données sur l'élément de réseau saturé.

Pour déterminer si la congestion est liée à des échanges transfrontaliers, les GRT tiennent compte de la congestion qui surviendrait en l'absence d'échanges d'énergie entre zones de contrôle.

## Article 77

### *Organisation de la coordination régionale de la sécurité d'exploitation*

1. La proposition de dispositions communes pour la coordination régionale de la sécurité d'exploitation, établie par tous les GRT d'une région de calcul de la capacité, conformément à l'article 76, paragraphe 1, comporte également des dispositions communes relatives à l'organisation de la coordination régionale de la sécurité d'exploitation, dont au moins:
  - (a) la désignation d'un ou plusieurs coordinateurs régionaux de la sécurité qui effectueront les tâches visées au paragraphe 3 pour cette région de calcul de la capacité;
  - (b) les règles régissant la gouvernance et le travail du ou des coordinateurs régionaux de la sécurité, avec une garantie de traitement équitable de tous les GRT membres;
  - (c) si les GRT proposent de désigner plusieurs coordinateurs régionaux de la sécurité conformément au point a):
    - (i) une proposition de répartition cohérente des tâches entre les coordinateurs régionaux de la sécurité qui travailleront dans cette région de calcul de la capacité. La proposition tient compte de la nécessité de coordonner les différentes tâches attribuées aux coordinateurs régionaux de la sécurité;
    - (ii) une évaluation démontrant que la proposition d'organisation des coordinateurs régionaux de la sécurité et d'attribution de leurs tâches est efficiente et efficace et qu'elle coïncide avec le calcul régional coordonné de la capacité établi en application des articles 20 et 21 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission;
    - (iii) une procédure concrète de coordination et de décision pour résoudre les différences de point de vue entre les coordinateurs régionaux de la sécurité au sein de la région de calcul de la capacité.
2. Lors de l'élaboration de la proposition de dispositions communes relatives à l'organisation de la coordination régionale de la sécurité d'exploitation, visée au paragraphe 1, les conditions suivantes sont remplies:
  - (a) chaque GRT est couvert par au moins un coordinateur de sécurité régional;
  - (b) tous les GRT veillent à ce que le nombre total de coordinateurs régionaux de la sécurité dans l'ensemble de l'Union ne soit pas supérieur à six.
3. Les GRT de chaque région de calcul de la capacité proposent la délégation des tâches suivantes, conformément au paragraphe 1:
  - (a) la coordination régionale de la sécurité d'exploitation, conformément à l'article 78, en vue d'aider les GRT à remplir les obligations relatives aux échéances à un an, journalière et infrajournalière qui leur incombent en vertu de l'article 34, paragraphe 3, de l'article 72 et de l'article 74;

- (b) l'élaboration du modèle de réseau commun, en application de l'article 79;
  - (c) la coordination régionale des indisponibilités, conformément à l'article 80, en vue d'aider les GRT à remplir les obligations qui leur incombent en vertu des articles 98 et 100;
  - (d) l'évaluation de l'adéquation régionale, conformément à l'article 81, en vue d'aider les GRT à remplir les obligations qui leur incombent en vertu de l'article 107.
4. Dans l'exécution de leurs tâches, les coordinateurs régionaux de la sécurité tiennent compte des données couvrant au moins toutes les régions pour le calcul de la capacité pour lesquelles des tâches leur ont été attribuées, y compris les zones d'observabilité de tous les GRT dans les régions en question.
5. Tous les coordinateurs régionaux de la sécurité coordonnent l'exécution de leurs tâches en vue de faciliter la réalisation des objectifs du présent règlement. Tous les coordinateurs régionaux de la sécurité veillent à l'harmonisation des procédures et, pour les aspects où le souci d'efficacité ou la nécessité de continuité du service ne justifient pas les redondances, créent des outils communs afin d'assurer entre eux une coopération et une coordination efficaces.

#### *Article 78*

##### *Coordination régionale de la sécurité d'exploitation*

1. Chaque GRT fournit au coordinateur de sécurité régional toutes les informations et données nécessaires pour réaliser l'évaluation régionale coordonnée de la sécurité d'exploitation, à savoir au moins:
- (a) la liste des aléas actualisée, établie conformément aux critères définis dans la méthodologie de coordination de l'analyse de la sécurité d'exploitation, adoptée en application de l'article 75, paragraphe 1;
  - (b) la liste actualisée des actions correctives possibles, parmi les catégories figurant à l'article 22, et l'estimation de leur coût, fournie conformément à l'article 35 du règlement (UE) 2015/1222, si une action corrective prévoit un redispatching ou des échanges de contrepartie visant à contribuer à alléger toute contrainte recensée dans la région; et
  - (c) les limites de sécurité d'exploitation établies conformément à l'article 25.
2. Chaque coordinateur de sécurité régional effectue les tâches suivantes:
- (a) il réalise l'évaluation régionale coordonnée de la sécurité d'exploitation, conformément à l'article 76, sur la base des modèles de réseaux communs établis en application de l'article 79, de la liste des aléas et des limites de sécurité d'exploitation fournis par chaque GRT conformément au paragraphe 1. Il communique les résultats de l'évaluation régionale coordonnée de la sécurité d'exploitation au moins à tous les GRT de la région de calcul de la capacité. S'il détecte une contrainte, il recommande aux GRT concernés les actions correctives les plus efficaces et économiquement efficaces, et il peut

également recommander des actions correctives différentes de celles proposées par les GRT. Cette recommandation d'actions correctives est accompagnée d'explications sur les raisons qui la motivent;

- (b) il coordonne la préparation des actions correctives, avec les GRT et entre eux, conformément à l'article 76, paragraphe 1, point b), afin de permettre aux GRT de lancer les actions correctives de façon coordonnée et en temps réel.
3. Lorsqu'il mène l'évaluation régionale coordonnée de la sécurité d'exploitation et détermine les actions correctives appropriées, chaque coordinateur de sécurité régional se concerte avec les autres coordinateurs régionaux de la sécurité.
4. Lorsqu'un GRT reçoit du coordinateur de sécurité régional les résultats de l'évaluation régionale coordonnée de la sécurité d'exploitation, accompagnée d'une proposition d'action corrective, il évalue l'action corrective recommandée pour les éléments concernés par ladite action qui se situent dans sa zone de contrôle. Il applique à cet effet les dispositions de l'article 20. Le GRT décide de mettre en œuvre ou non l'action corrective recommandée. S'il choisit de ne pas la mettre en œuvre, il indique au coordinateur de sécurité régional les raisons qui motivent sa décision. Si le GRT décide de mettre en œuvre l'action corrective recommandée, il l'applique aux éléments situés dans sa zone de contrôle, sous réserve que cette action soit compatible avec les conditions en temps réel.

#### *Article 79*

##### *Élaboration des modèles de réseaux communs*

1. Chaque coordinateur de sécurité régional vérifie la qualité des modèles de réseaux individuels afin de contribuer à l'élaboration du modèle de réseau commun pour chaque échéance mentionnée, en appliquant les méthodologies visées à l'article 67, paragraphe 1, et à l'article 70, paragraphe 1.
2. Chaque GRT fournit à son coordinateur de sécurité régional le modèle de réseau individuel nécessaire à l'élaboration du modèle de réseau commun pour chaque échéance, par l'intermédiaire de l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
3. Si nécessaire, chaque coordinateur de sécurité régional demande aux GRT concernés de corriger leurs modèles de réseaux individuels afin qu'ils satisfassent aux contrôles de qualité et soient améliorés.
4. Chaque GRT corrige ses modèles de réseaux individuels, après avoir vérifié le cas échéant la nécessité des corrections, sur la base des demandes faites par le coordinateur de sécurité régional ou par un autre GRT.
5. Conformément aux méthodologies visées à l'article 67, paragraphe 1, et à l'article 70, paragraphe 1, et conformément à l'article 28 du règlement (UE) 2015/1222, un coordinateur de sécurité régional est désigné par tous les GRT pour élaborer le modèle de réseau commun pour chaque échéance et le stocker dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.

*Article 80*  
*Coordination régionale des indisponibilités*

1. Les régions de coordination des indisponibilités au sein desquelles les GRT effectuent la coordination des indisponibilités correspondent au moins aux régions de calcul de la capacité.
2. Les GRT de deux régions de coordination des indisponibilités ou plus peuvent décider de fusionner celles-ci en une région de coordination des indisponibilités unique. Dans ce cas, ils déterminent le coordinateur de sécurité régional qui effectue les tâches visées à l'article 77, paragraphe 3.
3. Chaque GRT fournit au coordinateur de sécurité régional les informations nécessaires pour détecter et surmonter les incompatibilités régionales dans la planification des indisponibilités, à savoir au moins:
  - (a) les plans de disponibilité de ses actifs internes pertinents, stockés dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation;
  - (b) les plans de disponibilité les plus récents pour tous les actifs non pertinents de sa zone de contrôle qui sont:
    - (i) susceptibles d'influer sur les résultats de l'analyse des incompatibilités dans la planification des indisponibilités;
    - (ii) modélisés dans les modèles de réseaux individuels qui sont utilisés pour l'analyse des incompatibilités dans la planification des indisponibilités;
  - (c) les scénarios à propos desquels les incompatibilités dans la planification des indisponibilités doivent être examinées et utilisées afin d'élaborer les modèles de réseaux communs correspondants sur la base des modèles de réseaux communs pour différentes échéances établies conformément aux articles 67 et 79.
4. Chaque coordinateur de sécurité régional effectue des analyses régionales de la sécurité d'exploitation sur la base des informations fournies par les GRT concernés, afin de détecter toute incompatibilité dans la planification des indisponibilités. Il fournit à tous les GRT de la région de coordination des indisponibilités une liste des incompatibilités dans la planification des indisponibilités et les solutions qu'il propose pour surmonter ces incompatibilités.
5. Dans l'exécution des obligations prévues au paragraphe 4, chaque coordinateur de sécurité régional coordonne ses analyses avec les autres coordinateurs régionaux de la sécurité.
6. Dans l'exécution des obligations prévues à l'article 98, paragraphe 3, et à l'article 100, paragraphe 4, point b), tous les GRT tiennent compte des résultats de l'évaluation fournie par le coordinateur de sécurité régional conformément aux paragraphes 3 et 4.

*Article 81*  
*Évaluation de l'adéquation régionale*

1. Chaque coordinateur de sécurité régional effectue des évaluations de l'adéquation régionale au minimum pour l'échéance à une semaine.
2. Chaque GRT fournit au coordinateur de sécurité régional les informations nécessaires pour les évaluations de l'adéquation régionale visées au paragraphe 1, à savoir:
  - (a) la consommation totale attendue et les ressources disponibles pour la participation active de la demande;
  - (b) la disponibilité des unités de production d'électricité; et
  - (c) les limites de sécurité d'exploitation.
3. Chaque coordinateur de sécurité régional effectue des évaluations de l'adéquation sur la base des informations fournies par les GRT concernés, afin de détecter les situations où une adéquation insuffisante est probable dans l'une ou l'autre des zones de contrôle ou à l'échelon régional, en tenant compte des éventuels échanges transfrontaliers et des limites de sécurité d'exploitation. Il communique à tous les GRT de la région de calcul de la capacité les résultats ainsi que les actions qu'il propose en vue de réduire les risques. Ces mesures comprennent des propositions d'actions correctives permettant d'accroître les échanges transfrontaliers.
4. Lors d'une évaluation de l'adéquation régionale, chaque coordinateur de sécurité régional se concerta avec les autres coordinateurs régionaux de la sécurité.

**Titre 3**

**Coordination des indisponibilités**

**Chapitre 1**

**Régions de coordination des indisponibilités, actifs pertinents**

*Article 82*  
*Objectif de la coordination des indisponibilités*

Avec l'appui du coordinateur de sécurité régional pour les situations visées dans le présent règlement, chaque GRT procède à la coordination des indisponibilités en application des principes du présent titre, afin de surveiller l'état de disponibilité des actifs pertinents et de coordonner les plans de disponibilité des GRT, et d'assurer ainsi la sécurité d'exploitation du réseau de transport.

*Article 83*  
*Coordination régionale*

1. Tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités élaborent conjointement une procédure opérationnelle de coordination régionale visant à établir les aspects opérationnels de la mise en œuvre de la coordination des indisponibilités dans chaque région, comprenant:
  - (a) la fréquence, la portée et le type de coordination, au moins pour les échéances à un an et à une semaine;
  - (b) des dispositions relatives au recours aux évaluations menées par le coordinateur de sécurité régional en application de l'article 80;
  - (c) des mesures pratiques pour la validation des plans de disponibilité des éléments de réseau pertinents à un an, conformément à l'article 98.
2. Chaque GRT participe à la coordination des indisponibilités dans ses régions de coordination des indisponibilités et applique les procédures opérationnelles de coordination régionale établies conformément au paragraphe 1.
3. Si des incompatibilités de planification des indisponibilités apparaissent entre différentes régions de coordination des indisponibilités, tous les GRT et coordinateurs régionaux de la sécurité de ces régions se concertent afin de surmonter ces incompatibilités.
4. Chaque GRT fournit aux autres GRT de la même région de coordination des indisponibilités toutes les informations pertinentes dont il dispose sur les projets d'infrastructure liés au réseau de transport, au réseau de distribution, au réseau fermé de distribution, aux unités de production d'électricité ou aux installations de consommation qui pourraient avoir un impact sur le fonctionnement de la zone de contrôle d'un autre GRT au sein de la région de coordination des indisponibilités.
5. Chaque GRT fournit aux GRD raccordés au réseau de transport situés dans sa zone de contrôle toutes les informations pertinentes dont il dispose sur les projets d'infrastructure liés au réseau de transport qui pourraient avoir un impact sur le fonctionnement du réseau de distribution de ces GRD.
6. Chaque GRT fournit aux gestionnaires de réseau fermé de distribution (GRFD) raccordés au réseau de transport situés dans sa zone de contrôle toutes les informations pertinentes dont il dispose sur les projets d'infrastructure liés au réseau de transport qui pourraient avoir un impact sur le fonctionnement du réseau fermé de distribution de ces GRFD.

*Article 84*  
*Méthodologie d'évaluation de la pertinence des actifs pour la coordination des indisponibilités*

1. Dans les douze mois suivant l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent ensemble une méthodologie, au moins par zone synchrone, pour l'évaluation de la pertinence, au regard de la coordination des indisponibilités, des

unités de production d'électricité, des installations de consommation et des éléments de réseau situés sur un réseau de transport ou de distribution, y compris un réseau fermé de distribution.

2. La méthodologie visée au paragraphe 1 se fonde sur des aspects qualitatifs et quantitatifs qui déterminent l'impact, sur la zone de contrôle d'un GRT, de l'état de disponibilité des unités de production d'électricité, des installations de consommation ou des éléments de réseau qui sont situés dans un réseau de transport ou de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, et qui sont raccordés directement ou indirectement à la zone de contrôle d'un autre GRT et, notamment, sur:
  - (a) des aspects quantitatifs fondés sur l'évaluation des changements de valeurs électriques telles que la tension, les flux de puissance ou l'angle du rotor sur au moins un élément de réseau de la zone de contrôle d'un GRT, consécutifs au changement de l'état de disponibilité d'un actif pertinent potentiel situé dans une autre zone de contrôle. Cette évaluation est menée sur la base des modèles de réseaux communs à un an;
  - (b) des seuils de sensibilité des valeurs électriques visées au point a), permettant d'évaluer la pertinence d'un actif. Ces seuils sont harmonisés au moins par zone synchrone;
  - (c) la capacité des unités de production d'électricité ou des installations de consommation pertinentes potentielles à entrer dans la catégorie des USR;
  - (d) des aspects qualitatifs tels que, par exemple, la taille des unités de production d'électricité, des installations de consommation et des éléments de réseau pertinents potentiels et leur proximité par rapport aux limites d'une zone de contrôle;
  - (e) la pertinence systématique de tous les éléments de réseau situés dans un réseau de transport ou de distribution raccordant plusieurs zones de contrôle; et
  - (f) la pertinence systématique de tous les éléments critiques de réseau.
3. La méthodologie élaborée conformément au paragraphe 1 est cohérente avec les méthodes d'évaluation de l'influence des éléments des réseaux de transport et des USR situés à l'extérieur de la zone de contrôle d'un GRT, établies conformément à l'article 75, paragraphe 1, point a).

#### *Article 85*

#### *Listes des unités de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes*

1. Dans les trois mois suivant l'approbation de la méthodologie d'évaluation de la pertinence des actifs pour la coordination des indisponibilités, visée à l'article 84, paragraphe 1, tous les GRT de chaque région de coordination des indisponibilités évaluent ensemble la pertinence des unités de production d'électricité et des installations de consommation pour la coordination des indisponibilités, sur la base de cette méthodologie, et établissent, pour chaque région, une liste unique des unités

de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes.

2. Tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités publient conjointement la liste des unités de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes de cette région dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
3. Chaque GRT communique à son autorité de régulation la liste des unités de production d'électricité et des installations de consommation pertinentes pour chaque région de coordination des indisponibilités à laquelle il est associé.
4. Pour chaque actif interne pertinent consistant en une unité de production d'électricité ou une installation de consommation, le GRT:
  - (a) informe les propriétaires des unités de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes de leur ajout à la liste;
  - (b) informe les GRD des unités de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes qui sont raccordées à leur réseau de distribution; et
  - (c) informe les GRFD des unités de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes qui sont raccordées à leur réseau fermé de distribution.

#### *Article 86*

##### *Mise à jour des listes des unités de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes*

1. Avant le 1<sup>er</sup> juillet de chaque année civile, tous les GRT de chaque région de coordination des indisponibilités réexaminent conjointement la pertinence des unités de production d'électricité et des installations de consommation pour la coordination des indisponibilités, sur la base de la méthodologie élaborée conformément à l'article 84, paragraphe 1.
2. Si nécessaire, tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités mettent à jour conjointement la liste des unités de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes de cette région, avant le 1<sup>er</sup> août de chaque année civile.
3. Tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités publient conjointement la liste mise à jour des unités de production d'électricité pertinentes et des installations de consommation pertinentes de cette région dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
4. Chaque GRT d'une région de coordination des indisponibilités informe les parties visées à l'article 85, paragraphe 4, du contenu de la liste mise à jour.

*Article 87*  
*Listes des éléments de réseau pertinents*

1. Dans les trois mois suivant l'approbation de la méthodologie pour l'évaluation de la pertinence des actifs au regard de la coordination des indisponibilités visée à l'article 84, paragraphe 1, tous les GRT de chaque région de coordination des indisponibilités évaluent ensemble, sur la base de cette méthodologie, la pertinence, pour la coordination des indisponibilités, des éléments de réseau situés dans un réseau de transport ou de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, et établissent une liste unique, par région de coordination des indisponibilités, des éléments de réseau pertinents.
2. La liste des éléments de réseau pertinents d'une région de coordination des indisponibilités contient tous les éléments de réseau d'un réseau de transport ou d'un réseau de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, situés dans cette région, qui ont été identifiés comme pertinents selon la méthodologie élaborée conformément à l'article 84, paragraphe 1.
3. Tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités publient conjointement la liste des éléments de réseau pertinents dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
4. Chaque GRT communique à son autorité de régulation la liste des éléments de réseau pertinents pour chaque région de coordination des indisponibilités à laquelle il est associé.
5. Pour chaque actif interne pertinent qui est un élément de réseau, le GRT:
  - (a) informe le propriétaire de cet élément de réseau de son ajout à la liste;
  - (b) informe les GRD des éléments de réseau pertinents qui sont raccordés à leur réseau de distribution; et
  - (c) informe les GRFD des éléments de réseau pertinents qui sont raccordés à leur réseau fermé de distribution.

*Article 88*  
*Mise à jour des listes des éléments de réseau pertinents*

1. Avant le 1<sup>er</sup> juillet de chaque année civile, tous les GRT de chaque région de coordination des indisponibilités réexaminent ensemble, sur la base de la méthodologie élaborée conformément à l'article 84, paragraphe 1, la pertinence, pour la coordination des indisponibilités, des éléments de réseau situés dans un réseau de transport ou de distribution, y compris un réseau fermé de distribution.
2. Si nécessaire, tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités décident conjointement de mettre à jour la liste des éléments de réseau pertinents de cette région, avant le 1<sup>er</sup> août de chaque année civile.

3. Tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités publient la liste actualisée dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
4. Chaque GRT d'une région de coordination des indisponibilités informe les parties visées à l'article 85, paragraphe 4, du contenu de la liste mise à jour.

#### *Article 89*

##### *Désignation des responsables de la planification des indisponibilités*

1. Chaque GRT agit en tant que responsable de la planification des indisponibilités pour chaque élément de réseau pertinent qu'il exploite.
2. Pour tous les autres actifs pertinents, le propriétaire désigne le responsable de la planification des indisponibilités pour l'actif concerné, ou agit en tant que tel, et informe son GRT de la désignation.

#### *Article 90*

##### *Traitement des actifs pertinents situés dans un réseau de distribution ou un réseau fermé de distribution*

1. Chaque GRT coordonne avec le GRD la planification des indisponibilités des actifs internes pertinents raccordés à son réseau de distribution.
2. Chaque GRT coordonne avec le GRFD la planification des indisponibilités des actifs internes pertinents raccordés à son réseau fermé de distribution.

## **Chapitre 2**

### **Élaboration et mise à jour des plans de disponibilité des actifs pertinents**

#### *Article 91*

##### *Ajustement des échéances pour la coordination des indisponibilités à un an*

Tous les GRT d'une zone synchrone peuvent convenir ensemble d'adopter et d'appliquer un calendrier de coordination des indisponibilités à un an qui diffère du calendrier établi aux articles 94, 97 et 99, à condition que cela n'ait pas d'incidences sur la coordination des indisponibilités des autres zones synchrones.

#### *Article 92*

##### *Dispositions générales relatives aux plans de disponibilité*

1. Les actifs pertinents présentent un des états de disponibilité suivants:
  - (a) «disponible», si l'actif pertinent est en état et prêt à fournir des services, qu'il soit en service ou non;

- (b) «indisponible», si l'actif pertinent n'est pas en état ni prêt à fournir des services;
  - (c) «à l'essai», si la capacité de l'actif pertinent à fournir des services est soumise à essai.
1. L'état «à l'essai» ne s'applique qu'en cas d'impact potentiel sur le réseau de transport et pendant les périodes suivantes:
    - (a) entre le premier raccordement et la première mise en service de l'actif pertinent; et
    - (b) directement après la maintenance de l'actif pertinent.
  2. Les plans de disponibilité contiennent au moins les informations suivantes:
    - (a) la raison de l'état «indisponible» d'un actif pertinent;
    - (b) si ces conditions sont connues, les conditions à remplir avant d'appliquer en temps réel l'état «indisponible» d'un actif pertinent;
    - (c) le temps nécessaire pour remettre un actif pertinent en service, si cela est nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation.
  3. L'état de disponibilité sur un an de chaque actif pertinent est indiqué pour chaque jour.
  4. Lorsque les programmes de production et les programmes de consommation sont présentés au GRT, conformément à l'article 111, la résolution temporelle des états de disponibilité est cohérente avec ces programmes.

#### *Article 93*

##### *Plans indicatifs de disponibilité à long terme*

1. Au plus tard deux ans avant le début d'une coordination des indisponibilités à un an, chaque GRT évalue les plans indicatifs de disponibilité à long terme correspondant aux actifs internes pertinents, fournis par les responsables de la planification des indisponibilités conformément aux articles 4, 7 et 15 du règlement (UE) n° 543/2013, et fait part de ses observations préliminaires, concernant notamment toute incompatibilité détectée dans la planification des indisponibilités, à tous les responsables de la planification affectés.
2. Chaque GRT mène l'évaluation des plans indicatifs de disponibilité à long terme correspondant aux actifs internes pertinents, visée au paragraphe 1, chaque année jusqu'au début de la coordination des indisponibilités à un an.

#### *Article 94*

##### *Fourniture des propositions de plans de disponibilité à un an*

1. Avant le 1<sup>er</sup> août de chaque année civile, un responsable de la planification des indisponibilités qui n'est ni un GRT participant à une région de coordination des indisponibilités, ni un GRD, ni un GRFD, présente au ou aux GRT participants à une

région de coordination des indisponibilités, et le cas échéant au GRD ou au GRFD, un plan de disponibilité couvrant l'année civile suivante pour chacun de ses actifs pertinents.

2. Le GRT visé au paragraphe 1 s'efforce d'examiner les demandes de modification d'un plan de disponibilité lorsqu'il les reçoit. Si cela n'est pas possible, il examine les demandes de modification après que la coordination des indisponibilités à un an est terminée.
3. Le ou les GRT visés au paragraphe 1 examinent les demandes de modification après que la coordination des indisponibilités à un an est terminée:
  - (a) selon l'ordre d'arrivée des demandes; et
  - (b) en appliquant la procédure établie conformément à l'article 100.

#### *Article 95*

*Coordination à un an de l'état de disponibilité des actifs pertinents pour lesquels le responsable de la planification des indisponibilités n'est ni un GRT associé à une région de coordination des indisponibilités, ni un GRD, ni un GRFD*

1. Chaque GRT examine, pour une échéance à un an, si des incompatibilités de la planification des indisponibilités découlent des plans de disponibilité reçus en application de l'article 94.
2. Lorsqu'un GRT détecte des incompatibilités de la planification des indisponibilités, il suit la procédure suivante:
  - (a) il informe chaque responsable de la planification des indisponibilités affecté des conditions à remplir pour atténuer les incompatibilités détectées pour la planification des indisponibilités;
  - (b) il peut demander à un ou plusieurs responsables de la planification des indisponibilités de présenter un autre plan de disponibilité répondant aux conditions visées au point a); et
  - (c) il effectue une nouvelle fois l'évaluation visée au paragraphe 1 afin de déterminer s'il subsiste des incompatibilités de la planification des indisponibilités.
3. Si, à la suite d'une demande adressée par un GRT en application du paragraphe 2, point b), le responsable de la planification des indisponibilités ne présente pas d'autre plan de disponibilité visant à atténuer toutes les incompatibilités de la planification des indisponibilités, ce GRT établit un nouveau plan de disponibilité en respectant les critères suivants:
  - (a) il tient compte des impacts signalés par les responsables de la planification des indisponibilités affectés ainsi que par le GRD ou le GRFD, le cas échéant;
  - (b) il n'apporte que les modifications strictement nécessaires pour atténuer les incompatibilités de la planification des indisponibilités; et

- (c) il notifie à son autorité de régulation, aux GRD et GRFD affectés le cas échéant et aux responsables de la planification des indisponibilités affectés ce nouveau plan de disponibilité, en indiquant les raisons de son élaboration ainsi que les impacts signalés par les responsables de la planification des indisponibilités affectés et, le cas échéant, par les GRD ou les GRFD

*Article 96*

*Coordination à un an de l'état de disponibilité des actifs pertinents pour lesquels le responsable de la planification des indisponibilités est un GRT participant à une région de coordination des indisponibilités, un GRD, ou un GRFD*

1. Chaque GRT planifie l'état de disponibilité des éléments de réseau pertinents qui raccordent plusieurs zones de contrôle pour lesquels il fait fonction de responsable de la planification des indisponibilités, en coordination avec les GRT de la même région de coordination des indisponibilités.
2. Chacun des GRT, GRD et GRFD planifie, sur la base des plans de disponibilité établis en vertu du paragraphe 1, l'état de disponibilité des éléments de réseau pertinents pour lesquels il effectue des tâches relevant des responsables de la planification des indisponibilités et qui ne raccordent pas plusieurs zones de contrôle.
3. Lors de l'établissement de l'état de disponibilité des éléments de réseau pertinents, conformément aux paragraphes 1 et 2, le GRT, le GRD ou le GRFD:
  - (a) limite l'impact sur le marché, tout en préservant la sécurité d'exploitation; et
  - (b) s'appuie sur les plans de disponibilité présentés et élaborés en application de l'article 94.
4. Lorsqu'un GRT détecte une incompatibilité dans la planification des indisponibilités, il est habilité à proposer une modification des plans de disponibilité des actifs internes pertinents pour lesquels le responsable de la planification des indisponibilités n'est ni un GRT associé à une région de coordination des indisponibilités, ni un GRD, ni un GRFD, et il détermine une solution en collaboration avec les responsables de la planification des indisponibilités, les GRD et les GRFD concernés, à l'aide des moyens dont il dispose.
5. Si un élément de réseau pertinent présente un état «indisponible» qui n'a pas été planifié après qu'ont été prises les mesures visées au paragraphe 4 et si cette absence de planification menace la sécurité d'exploitation, le GRT:
  - (a) prend les mesures nécessaires pour planifier cet état «indisponible» tout en assurant la sécurité d'exploitation, en tenant compte de l'impact qui lui a été signalé par les responsables de la planification des indisponibilités concernés;
  - (b) signale à toutes les parties affectées les mesures visées au point a); et
  - (c) signale les mesures prises aux autorités de régulation pertinentes, aux GRD ou aux GRFD affectés le cas échéant, et aux responsables de la planification des indisponibilités concernés, en indiquant leur justification ainsi que les impacts

signalés par les responsables de la planification des indisponibilités affectés et par les GRD ou les GRFD, le cas échéant.

6. Chaque GRT publie, dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation, toutes les informations dont il dispose sur les conditions de réseau qui doivent être remplies et sur les actions correctives qui doivent être préparées et lancées avant l'exécution de l'état «indisponible» ou «à l'essai» d'un élément de réseau pertinent.

#### *Article 97*

##### *Fourniture de plans préliminaires de disponibilité à un an*

1. Avant le 1<sup>er</sup> novembre de chaque année civile, chaque GRT fournit à tous les autres GRT, par l'intermédiaire de l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation, les plans préliminaires de disponibilité à un an pour l'année civile suivante en ce qui concerne tous les actifs internes pertinents.
2. Avant le 1<sup>er</sup> novembre de chaque année civile, pour chaque actif interne pertinent situé dans un réseau de distribution, le GRT fournit au GRD le plan préliminaire de disponibilité à un an.
3. Avant le 1<sup>er</sup> novembre de chaque année civile, pour chaque actif interne pertinent situé dans un réseau fermé de distribution, le GRT fournit au GRFD le plan préliminaire de disponibilité à un an.

#### *Article 98*

##### *Validation des plans de disponibilité à un an au sein des régions de coordination des indisponibilités*

1. Chaque GRT analyse tous les plans préliminaires de disponibilité à un an pour vérifier s'il existe des incompatibilités de la planification des indisponibilités.
2. S'il n'y a pas d'incompatibilités dans la planification des indisponibilités, tous les GRT d'une région de coordination des indisponibilités valident conjointement les plans de disponibilité à un an pour tous les actifs pertinents de cette région.
3. Si un GRT détecte une incompatibilité dans la planification des indisponibilités, les GRT affectés de la ou des régions de coordination des indisponibilités concernées emploient les moyens dont ils disposent pour déterminer ensemble une solution, en coordination avec les responsables de la planification des indisponibilités, les GRD et les GRFD concernés, en respectant dans la mesure du possible les plans de disponibilité présentés par les responsables de la planification des indisponibilités qui ne sont ni un GRT participant à une région de coordination des indisponibilités, ni un GRD, ni un GRFD, et élaborés conformément aux articles 95 et 96. Si une solution est trouvée, tous les GRT des régions de coordination des indisponibilités concernées mettent à jour et valident les plans de disponibilité à un an pour tous les actifs pertinents.

4. Si aucune solution n'est trouvée pour résoudre une incompatibilité dans la planification des indisponibilités, chaque GRT concerné, moyennant l'approbation de l'autorité de régulation compétente si l'État membre le prévoit:
  - (a) fait passer de manière forcée à «disponible» tous les états «indisponible» ou «à l'essai» pour les actifs pertinents concernés par une incompatibilité dans la planification des indisponibilités durant la période visée; et
  - (b) signale les mesures prises aux autorités de régulation pertinentes, aux GRD ou aux GRFD affectés le cas échéant, et aux responsables de la planification des indisponibilités concernés, en indiquant leur justification ainsi que les impacts signalés par les responsables de la planification des indisponibilités et par les GRD ou les GRFD, le cas échéant.
5. Tous les GRT des régions de coordination des indisponibilités concernées modifient en conséquence et valident les plans de disponibilité à un an pour tous les actifs pertinents.

#### *Article 99*

##### *Plans finaux de disponibilité à un an*

1. Avant le 1er décembre de chaque année civile, chaque GRT:
  - (a) finalise la coordination des indisponibilités à un an pour les actifs internes pertinents; et
  - (b) finalise les plans de disponibilité à un an des actifs internes pertinents et les stocke dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
2. Avant le 1er décembre de chaque année civile, le GRT fournit à son responsable de la planification des indisponibilités le plan final de disponibilité à un an pour chaque actif interne pertinent.
3. Avant le 1er décembre de chaque année civile, le GRT fournit au GRD concerné le plan final de disponibilité à un an pour chaque actif interne pertinent situé dans un réseau de distribution.
4. Avant le 1er décembre de chaque année civile, le GRT fournit au GRFD concerné le plan final de disponibilité à un an pour chaque actif interne pertinent situé dans un réseau fermé de distribution.

#### *Article 100*

##### *Mises à jour des plans finaux de disponibilité à un an*

1. Un responsable de la planification des indisponibilités est habilité à lancer une procédure de modification du plan final de disponibilité à un an après la finalisation de la coordination des indisponibilités à un an et son exécution en temps réel.
2. Le responsable de la planification des indisponibilités qui n'est pas un GRT associé à une région de coordination des indisponibilités est habilité à présenter au ou aux

GRT compétents une demande de modification du plan final de disponibilité à un an pour les actifs pertinents qui relèvent de sa responsabilité.

3. Si une demande de modification est présentée en application du paragraphe 2, la procédure suivante s'applique:
  - (a) le GRT qui reçoit la demande en accuse bonne réception et détermine, dans les meilleurs délais raisonnablement possibles, si cette modification entraîne des incompatibilités de la planification des indisponibilités;
  - (b) si des incompatibilités de la planification des indisponibilités sont détectées, les GRT concernés de la région de coordination des indisponibilités emploient les moyens dont ils disposent pour déterminer ensemble une solution, en coordination avec les responsables de la planification des indisponibilités concernés et, le cas échéant, les GRD et les GRFD;
  - (c) si aucune incompatibilité dans la planification des indisponibilités n'est détectée ou ne subsiste, le GRT qui a reçu la demande valide la modification demandée, ce dont les GRT concernés informent toutes les parties affectées, et met à jour le plan final de disponibilité à un an dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation; et
  - (d) si aucune solution n'est trouvée pour les incompatibilités de la planification des indisponibilités, le GRT qui reçoit la demande rejette celle-ci.
  
4. Lorsqu'un GRT participant à une région de coordination des indisponibilités prévoit de modifier le plan final de disponibilité à un an d'un actif pertinent pour lequel il fait fonction de responsable de la planification des indisponibilités, il lance la procédure suivante:
  - (a) le GRT demandeur prépare une proposition de modification du plan de disponibilité à un an, dans laquelle il détermine si cette modification pourrait entraîner des incompatibilités de la planification des indisponibilités, et présente sa proposition à tous les autres GRT de sa ou ses régions de coordination des indisponibilités;
  - (b) si des incompatibilités de la planification des indisponibilités sont détectées, les GRT concernés de la région de coordination des indisponibilités emploient les moyens dont ils disposent pour déterminer ensemble une solution, en coordination avec les responsables de la planification des indisponibilités concernés et, le cas échéant, les GRD et les GRFD;
  - (c) si aucune incompatibilité dans la planification des indisponibilités n'est détectée ou s'il est trouvé une solution à une incompatibilité, les GRT concernés valident la modification demandée, puis en informent toutes les parties affectées et mettent à jour le plan final de disponibilité à un an dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation;
  - (d) s'il n'est trouvé aucune solution aux incompatibilités de la planification des indisponibilités, le GRT demandeur retire la procédure de modification.

## Chapitre 3

### Exécution des plans de disponibilité

#### *Article 101*

##### *Gestion de l'état «à l'essai» des actifs pertinents*

1. Le responsable de la planification des indisponibilités d'un actif pertinent dont l'état de disponibilité a été déclaré comme «à l'essai» fournit au GRT et, s'il est raccordé à un réseau de distribution, y compris un réseau fermé, au GRD ou au GRFD, dans le mois précédant le début de l'état «à l'essai»:
  - (a) un plan d'essai détaillé;
  - (b) un programme indicatif de production ou de consommation si l'actif pertinent concerné est une unité de production d'électricité ou une installation de consommation pertinente; et
  - (c) les changements apportés à la topologie du réseau de transport ou du réseau de distribution si l'actif pertinent concerné est un élément de réseau pertinent.
2. Le responsable de la planification des indisponibilités met à jour les informations visées au paragraphe 1 dès qu'elles font l'objet d'une modification.
3. Le GRT d'un actif pertinent dont l'état de disponibilité a été déclaré comme «à l'essai» fournit les informations reçues en application du paragraphe 1 à tous les autres GRT de sa ou ses régions de coordination des indisponibilités, s'ils en font la demande.
4. Si l'actif pertinent visé au paragraphe 1 est un élément de réseau pertinent qui raccorde deux ou plusieurs zones de contrôle, les GRT des zones de contrôle concernées conviennent des informations à fournir en application du paragraphe 1.

#### *Article 102*

##### *Procédure de traitement des indisponibilités fortuites*

1. Chaque GRT élabore une procédure de gestion du cas où une indisponibilité fortuite mettrait en péril la sécurité d'exploitation. Cette procédure permet au GRT d'assurer qu'il est possible de faire passer l'état «disponible» ou «indisponible» d'autres actifs pertinents de sa zone de contrôle à l'état «indisponible» ou «disponible», respectivement.
2. Le GRT ne suit la procédure visée au paragraphe 1 que s'il n'est trouvé aucun accord avec les responsables de la planification des indisponibilités en ce qui concerne les solutions aux indisponibilités fortuites. Le GRT en informe l'autorité de régulation.
3. Lors de l'exécution de cette procédure, le GRT respecte, dans la mesure du possible, les limites techniques des actifs pertinents.
4. Un responsable de la planification des indisponibilités signale l'indisponibilité fortuite d'un ou plusieurs de ses actifs pertinents au GRT et, si ces actifs sont

raccordés à un réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution, au GRD ou au GRFD, respectivement, dans les meilleurs délais suivant le début de l'indisponibilité fortuite.

5. Lorsqu'il signale l'indisponibilité fortuite, le responsable de la planification des indisponibilités fournit les informations suivantes:
  - (a) la raison de l'indisponibilité fortuite;
  - (b) la durée probable de l'indisponibilité fortuite; et
  - (c) le cas échéant, l'impact de l'indisponibilité fortuite sur l'état de disponibilité des autres actifs pertinents pour lesquels il est le responsable de la planification des indisponibilités.
6. Si le GRT détecte qu'une ou plusieurs indisponibilités fortuites telles que visées au paragraphe 1 pourraient faire sortir le réseau de transport de son état normal, il informe le ou les responsables de la planification des indisponibilités de l'échéance à laquelle la sécurité d'exploitation ne peut plus être assurée à moins que l'actif ou les actifs pertinents en situation d'indisponibilité fortuite ne retournent à l'état «disponible». Les responsables de la planification des indisponibilités indiquent au GRT s'ils sont à même de respecter cette échéance et fournissent une justification motivée si ce n'est pas le cas.
7. À la suite de toute modification apportée au plan de disponibilité en raison d'indisponibilités fortuites et conformément aux échéances établies aux articles 7, 10 et 15 du règlement (UE) n° 543/2013, le GRT concerné met à jour les informations dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.

### *Article 103*

#### *Exécution en temps réel des plans de disponibilité*

1. Chaque propriétaire d'unités de production d'électricité veille à ce que toutes les unités de production d'électricité pertinentes qu'il possède et qui sont déclarées «disponibles» soient prêtes à produire de l'électricité conformément à leurs capacités techniques déclarées lorsque le maintien de la sécurité d'exploitation l'exige, sauf en cas d'indisponibilités fortuites.
2. Chaque propriétaire d'unités de production d'électricité veille à ce que toutes les unités de production d'électricité pertinentes qu'il possède et qui sont déclarées «indisponibles» ne produisent pas d'électricité.
3. Chaque propriétaire d'installations de consommation veille à ce que toutes les unités de consommation pertinentes qu'il possède et qui sont déclarées «indisponibles» ne consomment pas d'électricité.
4. Chaque propriétaire d'éléments de réseau pertinents veille à ce que tous les éléments de réseau pertinents qu'il possède et qui sont déclarés «disponibles» soient prêts à transporter de l'électricité conformément à leurs capacités techniques déclarées

lorsque le maintien de la sécurité d'exploitation l'exige, sauf en cas d'indisponibilités fortuites.

5. Chaque propriétaire d'éléments de réseau pertinents veille à ce que tous les éléments de réseau pertinents qu'il possède et qui sont déclarés «indisponibles» ne transportent pas d'électricité.
6. Si des conditions de réseau spécifiques sont nécessaires à l'exécution de l'état «indisponible» ou «à l'essai» d'un élément de réseau pertinent, conformément à l'article 96, paragraphe 6, le GRT, le GRD ou le GRFD concerné détermine si ces conditions sont remplies avant d'exécuter cet état. Si ces conditions ne sont pas remplies, il donne pour instruction au propriétaire de l'élément de réseau pertinent de ne pas exécuter l'état «indisponible» ou «à l'essai», complètement ou en partie.
7. Si un GRT détermine que l'exécution de l'état «indisponible» ou «à l'essai» d'un actif pertinent fait sortir ou pourrait faire sortir le réseau de transport de son état normal, il donne pour instruction au propriétaire de l'actif pertinent, si celui-ci est raccordé au réseau de transport, ou au GRD ou GRFD, s'il est raccordé à un réseau de distribution ou un réseau fermé de distribution, de reporter l'exécution de cet état «indisponible» ou «à l'essai» de cet actif pertinent, conformément à ses instructions et dans la mesure du possible, tout en respectant les limites techniques et de sécurité.

## **Titre 4**

### **Adéquation**

#### *Article 104*

##### *Prévisions pour l'analyse de l'adéquation dans les zones de contrôle*

Chaque GRT met à la disposition de tous les autres GRT, dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation, toute prévision utilisée aux fins des analyses de l'adéquation dans sa zone de contrôle conformément aux articles 105 et 107.

#### *Article 105*

##### *Analyse de l'adéquation dans les zones de contrôle*

1. Chaque GRT mène des analyses de l'adéquation dans sa zone de contrôle en évaluant dans quelle mesure la somme de la production dans sa zone de contrôle et des possibilités d'importation transfrontalière peut répondre à la charge totale dans sa zone de contrôle dans différents scénarios d'exploitation, en tenant compte du niveau minimum de réserves de puissance active établi dans les articles 118 et 119.
2. Lorsqu'il effectue une analyse de l'adéquation dans sa zone de contrôle, conformément au paragraphe 1, chaque GRT:
  - (a) utilise les derniers plans de disponibilité et les données les plus récentes concernant:

- (i) les capacités des unités de production d'électricité, fournies conformément à l'article 43, paragraphe 5, à l'article 45 et à l'article 51;
  - (ii) la capacité d'échange entre zones;
  - (iii) la participation active potentielle de la demande, fournie conformément aux articles 52 et 53;
- (b) tient compte des contributions de production d'électricité à partir de sources renouvelables et de la charge;
- (c) évalue la probabilité et la durée possible d'une absence d'adéquation, ainsi que la quantité d'énergie non fournie du fait de cette absence.
3. Dans les meilleurs délais suivant l'évaluation d'une absence d'adéquation dans sa zone de contrôle, chaque GRT en informe son autorité de régulation ou, si la législation nationale le prévoit explicitement, une autre autorité compétente et, le cas échéant, toute partie affectée.
4. Dans les meilleurs délais suivant l'évaluation d'une absence d'adéquation dans sa zone de contrôle, chaque GRT en informe tous les GRT dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.

#### *Article 106*

##### *Adéquation dans la zone de contrôle jusqu'à l'échéance à une semaine*

1. Chaque GRT contribue à l'élaboration des perspectives paneuropéennes annuelles estivales et hivernales sur l'adéquation de la production d'électricité en appliquant la méthodologie adoptée par l'ENTSO pour l'électricité; ces perspectives sont visées à l'article 8, paragraphe 3, point f), du règlement (CE) n° 714/2009.
2. Chaque GRT effectue deux fois par an une analyse de l'adéquation dans sa zone de contrôle, respectivement pour l'été et l'hiver suivants, en tenant compte des scénarios paneuropéens cohérents avec les perspectives paneuropéennes annuelles estivales et hivernales sur l'adéquation de la production d'électricité.
3. Chaque GRT met à jour ses analyses de l'adéquation dans sa zone de contrôle s'il détecte un changement possible de l'état de disponibilité des unités de production d'électricité, des estimations de charge, des estimations relatives aux sources renouvelables ou des capacités d'échange entre zones qui pourrait influencer de manière significative sur les perspectives d'adéquation.

#### *Article 107*

##### *Adéquation dans la zone de contrôle aux échéances journalière et infrajournalière*

1. Chaque GRT effectue une analyse de l'adéquation dans sa zone de contrôle aux échéances journalière et infrajournalière sur la base des éléments suivants:
  - (a) les programmes visés à l'article 111;

- (b) les prévisions de charge;
  - (c) les prévisions de production d'électricité à partir de sources renouvelables;
  - (d) les réserves de puissance active selon les données fournies conformément à l'article 46, paragraphe 1, point a);
  - (e) les capacités d'importation et d'exportation de la zone de contrôle, conformes aux capacités d'échange entre zones calculées le cas échéant conformément à l'article 14 du règlement (UE) 2015/1222;
  - (f) les capacités des unités de production d'électricité, selon les données fournies conformément à l'article 43, paragraphe 4, à l'article 45 et à l'article 51, et leurs états de disponibilité; et
  - (g) les capacités des installations de consommation avec participation active de la demande, selon les données fournies conformément aux articles 52 et 53, et leurs états de disponibilité.
2. Chaque GRT évalue:
- (a) le niveau minimal d'importations et le niveau maximal d'exportations compatibles avec l'adéquation dans sa zone de contrôle;
  - (b) la durée probable d'une éventuelle absence d'adéquation; et
  - (c) la quantité d'énergie non fournie en cas d'absence d'adéquation.
3. S'il ressort de l'analyse visée au paragraphe 1 que l'adéquation n'est pas assurée, chaque GRT en informe son autorité de régulation ou une autre autorité compétente. Le GRT fournit à son autorité de régulation ou à une autre autorité compétente une analyse des causes de l'absence d'adéquation et propose des mesures d'atténuation.

## **Titre 5**

### **Services auxiliaires**

#### *Article 108* *Services auxiliaires*

1. Chaque GRT surveille la disponibilité des services auxiliaires.
2. En ce qui concerne les services de puissance active et de puissance réactive, et en coordination avec les autres GRT si nécessaire, chaque GRT:
  - (a) conçoit, organise et gère l'acquisition des services auxiliaires;
  - (b) contrôle, sur la base des données fournies conformément au titre 2 de la partie II, si le niveau et l'emplacement des services auxiliaires disponibles permettent d'assurer la sécurité d'exploitation; et

- (c) utilise tous les moyens réalistes et efficaces sur le plan économique disponibles pour acquérir le niveau nécessaire de services auxiliaires.
- 3. Chaque GRT publie les niveaux de capacité de réserve nécessaires pour maintenir la sécurité d'exploitation.
- 4. Chaque GRT communique aux autres GRT qui en font la demande le niveau des réserves de puissance active disponibles.

#### *Article 109*

##### *Services auxiliaires de puissance réactive*

- 1. Pour chaque échéance de planification de l'exploitation, chaque GRT détermine si, par rapport à ses prévisions, ses services auxiliaires de puissance réactive sont suffisants pour maintenir la sécurité d'exploitation du réseau de transport.
- 2. Afin de renforcer l'efficacité d'exploitation des éléments de son réseau de transport, chaque GRT surveille:
  - (a) les capacités de puissance réactive disponibles des installations de production d'électricité;
  - (b) les capacités de puissance réactive disponibles des installations de consommation raccordées au réseau de transport;
  - (c) les capacités de puissance réactive disponibles des GRD;
  - (d) la disponibilité des équipements raccordés au réseau de transport et consacrés à la fourniture de puissance réactive; et
  - (e) le ratio entre puissance active et puissance réactive à l'interface entre le réseau de transport et les réseaux de distribution raccordés au réseau de transport.
- 3. Si le niveau des services auxiliaires de puissance réactive n'est pas suffisant pour maintenir la sécurité d'exploitation, chaque GRT:
  - (a) en informe les GRT voisins; et
  - (b) prépare et active des actions correctives conformément à l'article 23.

## **Titre 6**

### **Programmation**

#### *Article 110*

##### *Établissement des processus de programmation*

- 1. Lors de l'établissement des processus de programmation, les GRT tiennent compte des conditions opérationnelles applicables à la méthodologie concernant les données

sur la production et la consommation élaborée conformément à l'article 16 du règlement (UE) 2015/1222, et les complètent le cas échéant.

1. Lorsqu'une zone de dépôt des offres ne couvre qu'une seule zone de contrôle, l'étendue géographique de la zone de programmation est égale à la zone de dépôt des offres. Lorsqu'une zone de contrôle couvre plusieurs zones de dépôt des offres, l'étendue géographique de la zone de programmation est égale à la zone de dépôt des offres. Lorsqu'une zone de dépôt des offres couvre plusieurs zones de contrôle, les GRT opérant dans cette zone de dépôt des offres peuvent décider ensemble de gérer un processus de programmation commun; sinon, chaque zone de contrôle à l'intérieur de cette zone de dépôt des offres est considérée comme une zone de programmation distincte.
2. Pour chaque installation de production d'électricité ou de consommation soumise à des exigences de programmation établies dans les conditions et modalités nationales, le propriétaire concerné désigne un responsable de la programmation ou agit en cette qualité.
3. Chaque acteur du marché ou agent de transfert soumis à des exigences de programmation établies dans les conditions et modalités nationales désigne un responsable de la programmation ou agit en cette qualité.
4. Chaque GRT qui exploite une zone de programmation établit les modalités nécessaires au traitement des programmes fournis par les responsables de la programmation.
5. Lorsqu'une zone de programmation couvre plusieurs zones de contrôle, les GRT responsables de ces zones de contrôle désignent d'un commun accord le GRT qui exploite la zone de programmation.

### *Article 111*

#### *Notification des programmes à l'intérieur des zones de programmation*

1. Chaque responsable de la programmation, à l'exception des responsables de la programmation des agents de transfert, fournit au GRT qui gère la zone de programmation, à la demande de celui-ci, et le cas échéant à un tiers, les programmes suivants:
  - (a) les programmes de production;
  - (b) les programmes de consommation;
  - (c) les programmes d'échanges commerciaux intérieurs. et
  - (d) les programmes d'échanges commerciaux extérieurs.
2. Chaque responsable de la programmation d'un agent de transfert ou, le cas échéant, d'une contrepartie centrale fournit au GRT qui gère une zone de programmation couverte par le couplage de marché, à la demande dudit GRT, et le cas échéant à un tiers, les programmes suivants:

- (a) les programmes d'échanges commerciaux extérieurs suivants:
  - (i) les échanges multilatéraux entre la zone de programmation et un groupe d'autres zones de programmation;
  - (ii) les échanges bilatéraux entre la zone de programmation et une autre zone de programmation;
- (b) les programmes d'échanges commerciaux intérieurs entre l'agent de transfert et les contreparties centrales;
- (c) les programmes d'échanges commerciaux intérieurs entre l'agent de transfert et les autres agents de transfert.

#### *Article 112*

##### *Cohérence des programmes*

1. Chaque GRT qui exploite une zone de programmation vérifie si la somme des programmes de production d'électricité, de consommation et d'échanges commerciaux extérieurs et des programmes extérieurs de GRT est équilibrée.
2. Pour les programmes extérieurs des GRT, chaque GRT convient des valeurs du programme avec les GRT concernés. Faute d'accord, la valeur inférieure est retenue.
3. Pour les échanges bilatéraux entre deux zones de programmation, chaque GRT convient des programmes d'échanges commerciaux extérieurs avec le GRT concerné. Faute d'accord sur les valeurs des programmes d'échanges commerciaux, la valeur inférieure est retenue.
4. Tous les GRT qui gèrent des zones de programmation vérifient que tous les programmes externes compensés agrégés entre toutes les zones de programmation d'une zone synchrone sont équilibrés. En cas de disparité, si les GRT ne s'accordent pas sur les valeurs des programmes externes compensés agrégés, les valeurs inférieures sont retenues.
5. Chaque responsable de la programmation d'un agent de transfert ou, le cas échéant, d'une contrepartie centrale, fournit aux GRT qui en font la demande les valeurs des programmes d'échanges commerciaux extérieurs de chaque zone de programmation concernée par un couplage du marché, sous la forme de programmes externes compensés agrégés.
6. Chaque responsable du calcul des échanges programmés fournit aux GRT qui en font la demande les valeurs des échanges programmés liés aux zones de programmation concernées par le couplage du marché, sous la forme de programmes externes compensés agrégés, y compris les échanges bilatéraux entre deux zones de programmation.

#### *Article 113*

##### *Fourniture d'informations aux autres GRT*

1. Sur demande d'un autre GRT, le GRT sollicité calcule et fournit:

- (a) les programmes externes compensés agrégés; et
  - (a) la position nette des échanges en courant alternatif, si la zone de programmation est raccordée à d'autres zones de programmation par des lignes de transport à courant alternatif.
1. Si cela est nécessaire pour la création des modèles de réseaux communs, conformément à l'article 70, paragraphe 1, chaque GRT qui exploite une zone de programmation fournit à tout GRT qui en fait la demande:
- (a) les programmes de production; et
  - (b) les programmes de consommation.

## **Titre 7**

### **Environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation**

#### *Article 114*

##### *Dispositions générales relatives à l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation*

1. Dans les 24 mois suivant l'entrée en vigueur du présent règlement, l'ENTSO pour l'électricité met en œuvre et exploite, conformément aux articles 115, 116 et 117, un environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation, destiné au stockage, à l'échange et à la gestion de toutes les informations pertinentes.
2. Dans les six mois suivant l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT définissent un format de données harmonisé pour l'échange d'informations, qui fera partie intégrante de l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
3. Tous les GRT et les coordinateurs régionaux de la sécurité ont accès à toutes les informations contenues dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
4. Jusqu'à la mise en œuvre de l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation, tous les GRT peuvent échanger des données pertinentes entre eux et avec les coordinateurs régionaux de la sécurité.
5. L'ENTSO pour l'électricité prépare un plan de continuité de l'activité à appliquer en cas d'indisponibilité de son environnement de traitement des données aux fins de la planification de l'exploitation.

## Article 115

### *Modèles de réseaux individuels, modèles de réseaux communs et analyse de la sécurité d'exploitation*

1. L'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation stocke tous les modèles de réseaux individuels et les informations pertinentes associées pour toutes les échéances établies dans le présent règlement, à l'article 14, paragraphe 1, du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission, et à l'article 9 du règlement (UE) [000/2016 FCA] de la Commission.
2. Les informations relatives aux modèles de réseaux individuels contenues dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation peuvent être fusionnées dans des modèles de réseaux communs.
3. Le modèle de réseau commun établi pour chacune des échéances est publié dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation.
4. Pour l'échéance à un an, les informations suivantes sont disponibles dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation:
  - (a) les modèles de réseaux individuels à un an, par GRT et par scénario, déterminés conformément à l'article 66; et
  - (b) les modèles de réseaux communs à un an, par scénario, déterminés conformément à l'article 67.
5. Pour les échéances journalière et infrajournalière, les informations suivantes sont disponibles dans l'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation:
  - (a) les modèles de réseaux individuels journaliers et infrajournaliers, par GRT et par résolution temporelle, déterminés conformément à l'article 70, paragraphe 1;
  - (b) les échanges programmés aux instants pertinents, par zone de programmation ou par frontière de zone de programmation selon ce que les GRT estiment pertinent, et par système HVDC reliant les zones de programmation;
  - (c) les modèles de réseaux communs journaliers et infrajournaliers selon la résolution temporelle déterminée conformément à l'article 70, paragraphe 1; et
  - (d) une liste des actions correctives préparées et convenues pour faire face aux contraintes ayant une incidence transfrontalière.

*Article 116*  
*Coordination des indisponibilités*

1. L'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation contient un module destiné au stockage et à l'échange de toutes les informations pertinentes pour la coordination des indisponibilités.
2. Les informations visées au paragraphe 1 comprennent au moins l'état de disponibilité des actifs pertinents et les informations sur les plans de disponibilité visées à l'article 92.

*Article 117*  
*Adéquation du réseau*

1. L'environnement de traitement des données de l'ENTSO pour l'électricité aux fins de la planification de l'exploitation contient un module destiné au stockage et à l'échange de toutes les informations pertinentes pour l'exécution d'analyses coordonnées de l'adéquation.
2. Les informations visées au paragraphe 1 comprennent au moins:
  - (a) les données relatives à l'adéquation du réseau pour la saison à venir, fournies par chaque GRT;
  - (a) le rapport d'analyse de l'adéquation du système paneuropéen pour la saison à venir;
  - (b) les prévisions utilisées pour déterminer l'adéquation, conformément à l'article 104; et
  - (c) les informations relatives aux absences d'adéquation, conformément à l'article 105, paragraphe 4.

**PARTIE IV**

**RÉGLAGE FRÉQUENCE-PUISSANCE ET RÉSERVES**

**Titre 1**

**Accords opérationnels**

*Article 118*  
*Accords opérationnels de zone synchrone*

1. Dans les 12 mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT de chaque zone synchrone élaborent conjointement des propositions communes concernant:
  - (a) les règles de dimensionnement applicables aux réserves FCR, conformément à l'article 153;
  - (b) les propriétés complémentaires des FCR, conformément à l'article 154, paragraphe 2;
  - (c) les paramètres de définition de la qualité de la fréquence et les paramètres cibles de la qualité de la fréquence, conformément à l'article 127;
  - (d) pour les zones synchrones d'Europe continentale (CE) et des pays nordiques, les paramètres cibles de l'écart de réglage dans la restauration de la fréquence pour chaque bloc RFP, conformément à l'article 128;
  - (e) la méthodologie d'évaluation du risque et de l'évolution du risque d'épuisement des réserves FCR de la zone synchrone, conformément à l'article 131, paragraphe 2;
  - (f) le superviseur de zone synchrone, conformément à l'article 133;
  - (g) le calcul du programme de réglage à partir de la position nette des échanges en courant alternatif de la zone avec une période de rampe commune pour le calcul de l'ACE pour une zone synchrone comptant plusieurs zones RFP, conformément à l'article 136;
  - (h) s'il y a lieu, les restrictions applicables à la production de puissance active des interconnexions HVDC entre des zones synchrones, conformément à l'article 137;
  - (i) la structure du réglage fréquence-puissance, conformément à l'article 139;
  - (j) s'il y a lieu, la méthodologie à appliquer pour réduire l'écart temporel électrique, conformément à l'article 181;
  - (k) lorsque la zone synchrone est exploitée par plusieurs GRT, la répartition spécifique des responsabilités entre les différents GRT, conformément à l'article 141;
  - (l) les procédures opérationnelles en cas d'épuisement des FCR, conformément à l'article 152, paragraphe 7;
  - (m) pour les zones synchrones GB et IE/NI, les mesures visant à assurer la reconstitution des réservoirs d'énergie, conformément à l'article 156, paragraphe 6, point b);

- (n) les procédures opérationnelles destinées à réduire l'écart de fréquence sur le réseau afin de ramener le réseau à l'état normal et de limiter le risque de passer à l'état d'urgence, conformément à l'article 152, paragraphe 10;
- (o) les rôles et les responsabilités des GRT lorsqu'ils mettent en œuvre un processus de compensation des déséquilibres, un processus d'activation de la réserve FRR transfrontalière ou un processus d'activation de la réserve RR transfrontalière, conformément à l'article 149, paragraphe 2;
- (p) les exigences concernant la disponibilité, la fiabilité et la redondance des infrastructures techniques, conformément à l'article 151, paragraphe 2;
- (q) les règles communes d'exploitation en état normal et en état d'alerte, conformément à l'article 152, paragraphe 6, et les actions visées à l'article 152, paragraphe 15;
- (r) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, la période d'activation minimale à assurer par les fournisseurs de FCR, conformément à l'article 156, paragraphe 10;
- (s) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, les hypothèses et la méthodologie pour une analyse des coûts et bénéfices conformément à l'article 156, paragraphe 11;
- (t) le cas échéant, pour les zones synchrones autres que la zone CE, les limites applicables aux échanges de réserves FCR entre les GRT, conformément à l'article 163, paragraphe 2;
- (u) les rôles et les responsabilités des GRT de raccordement des réserves, des GRT destinataires des réserves et des GRT affectés en ce qui concerne l'échange de FRR et de RR, conformément à l'article 165, paragraphe 1;
- (v) les rôles et les responsabilités des GRT fournisseurs de la capacité de réglage, des GRT destinataires de la capacité de réglage et des GRT affectés en ce qui concerne le partage de FRR et RR, défini conformément à l'article 166, paragraphe 1;
- (w) les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves, du GRT destinataire des réserves et du GRT affecté en ce qui concerne l'échange de réserves entre zones synchrones, et du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté en ce qui concerne le partage de réserves entre zones synchrones, définis conformément à l'article 171, paragraphe 2;
- (x) la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume de partage de FCR entre des zones synchrones, définie conformément à l'article 174, paragraphe 2;
- (y) pour les zones synchrones GB et IE/NI, la méthodologie pour la fourniture minimale de capacité de réserve FCR entre zones synchrones, définie conformément à l'article 174, paragraphe 2, point b);

- (z) la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume d'échange de FRR entre des zones synchrones, conformément à l'article 176, paragraphe 1, et la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume de partage de FRR entre zones synchrones, définies conformément à l'article 177, paragraphe 1; et
  - (aa) la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume d'échange de RR entre zones synchrones, conformément à l'article 178, paragraphe 1, et la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume de partage de RR entre zones synchrones, définies conformément à l'article 179, paragraphe 1.
2. Tous les GRT de chaque zone synchrone soumettent les méthodologies et conditions énumérées à l'article 6, paragraphe 3, point d), pour approbation, à toutes les autorités de régulation de la zone synchrone concernée. Dans le mois qui suit l'approbation de ces méthodologies et conditions, tous les GRT de chaque zone synchrone concluent un accord d'exploitation de zone synchrone qui entre en vigueur dans les 3 mois après l'approbation des méthodologies et conditions.

*Article 119*  
*Accords opérationnels de bloc RFP*

1. Dans les 12 mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT de chaque bloc RFP élaborent conjointement des propositions communes concernant:
- (a) lorsque le bloc RFP comporte plusieurs zones RFP, les paramètres cibles du FRCE pour chaque zone RFP définie conformément à l'article 128, paragraphe 4;
  - (b) le superviseur de bloc RFP, conformément à l'article 134, paragraphe 1;
  - (c) les restrictions de rampe pour la production de puissance active, conformément à l'article 137, paragraphes 3 et 4;
  - (d) lorsque le bloc RFP est exploité par plusieurs GRT, la répartition spécifique des responsabilités entre les différents GRT au sein du bloc RFP, conformément à l'article 141, paragraphe 9;
  - (e) s'il y a lieu, la désignation du GRT responsable des tâches visées à l'article 145, paragraphe 6;
  - (f) des exigences supplémentaires concernant la disponibilité, la fiabilité et la redondance des infrastructures techniques, conformément à l'article 151, paragraphe 3;
  - (g) les procédures opérationnelles à appliquer en cas d'épuisement des FRR et RR, définies conformément à l'article 152, paragraphe 8;
  - (h) les règles de dimensionnement des FRR, définies conformément à l'article 157, paragraphe 1;

- (i) les règles de dimensionnement des RR, conformément à l'article 160, paragraphe 2;
- (j) lorsque le bloc RFP est exploité par plusieurs GRT, la répartition spécifique des responsabilités, définie conformément à l'article 157, paragraphe 3, et, s'il y a lieu, la répartition spécifique des responsabilités, définie conformément à l'article 160, paragraphe 6;
- (k) la procédure d'escalade définie conformément à l'article 157, paragraphe 4, et, s'il y a lieu, la procédure d'escalade définie conformément à l'article 160, paragraphe 7;
- (l) les exigences de disponibilité des FRR et les exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 158, paragraphe 2, et, s'il y a lieu, les exigences de disponibilité des RR et les exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 161, paragraphe 2;
- (m) le cas échéant, toute limite applicable à l'échange de FCR entre les zones RFP des différents blocs RFP situés dans la zone synchrone CE et à l'échange de FRR ou de RR entre les zones RFP d'un bloc RFP situé dans une zone synchrone comportant plusieurs blocs RFP, définie conformément à l'article 163, paragraphe 2, à l'article 167, et à l'article 169, paragraphe 2;
- (n) les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves, du GRT destinataire des réserves et du GRT affecté en ce qui concerne l'échange de FRR et/ou RR avec les GRT des autres blocs RFP, définis conformément à l'article 165, paragraphe 6;
- (o) les rôles et les responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté en ce qui concerne le partage de FRR et RR, définis conformément à l'article 166, paragraphe 7;
- (p) les rôles et les responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté en ce qui concerne le partage de FRR et RR entre des zones synchrones, définis conformément à l'article 175, paragraphe 2;
- (q) les actions de coordination destinées à réduire le FRCE, définies conformément à l'article 152, paragraphe 14; et
- (r) les mesures de réduction du FRCE consistant à exiger la modification de la production ou de la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation, conformément à l'article 152, paragraphe 16.

2. Tous les GRT de chaque bloc RFP soumettent les méthodologies et conditions énumérées à l'article 6, paragraphe 3, point e), pour approbation, à toutes les autorités de régulation du bloc RFP concerné. Dans le mois qui suit l'approbation de ces méthodologies et conditions, tous les GRT de chaque bloc RFP concluent un accord d'exploitation de bloc RFP qui entre en vigueur dans les 3 mois après l'approbation des méthodologies et conditions.

*Article 120*  
*Accord d'exploitation de zone RFP*

Dans les 12 mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT de chaque zone RFP établissent un accord d'exploitation de zone RFP qui couvre au minimum:

- (a) la répartition spécifique des responsabilités entre les GRT de la zone RFP, conformément à l'article 141, paragraphe 8;
- (b) la nomination du GRT responsable de la mise en œuvre et de l'exécution du processus de restauration de la fréquence, conformément à l'article 143, paragraphe 4.

*Article 121*  
*Accord d'exploitation de zone de surveillance*

Dans les 12 mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT de chaque zone de surveillance établissent un accord d'exploitation de zone de surveillance qui couvre au minimum la répartition des responsabilités entre les GRT d'une même zone de surveillance, conformément à l'article 141, paragraphe 7.

*Article 122*  
*Accord sur la compensation des déséquilibres*

Tous les GRT qui participent au même processus de compensation des déséquilibres établissent un accord sur la compensation des déséquilibres qui couvre au minimum les rôles et les responsabilités des GRT, conformément à l'article 149, paragraphe 3.

*Article 123*  
*Accord sur l'activation transfrontalière des FRR*

Tous les GRT qui participent au même processus d'activation transfrontalière des FRR établissent un accord sur l'activation transfrontalière des FRR qui couvre au minimum les rôles et les responsabilités des GRT, conformément à l'article 149, paragraphe 3.

*Article 124*  
*Accord sur l'activation transfrontalière des RR*

Tous les GRT qui participent au même processus d'activation transfrontalière des RR établissent un accord sur l'activation transfrontalière des RR qui couvre au minimum les rôles et les responsabilités des GRT, conformément à l'article 149, paragraphe 3.

*Article 125*  
*Accord sur le partage des réserves*

Tous les GRT qui participent au même processus de partage des FCR, des FRR ou des RR établissent un accord sur le partage de réserves qui spécifie au minimum:

- (a) en cas de partage des FRR ou RR dans une même zone synchrone, les rôles et les responsabilités du GRT destinataire de la capacité de réglage, du GRT fournisseur de la capacité de réglage et des GRT affectés, conformément à l'article 165, paragraphe 3; ou
- (b) en cas de partage des réserves entre zones synchrones, les rôles et les responsabilités du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT fournisseur de la capacité de réglage, conformément à l'article 171, paragraphe 4, et les procédures à appliquer dans le cas où le partage de réserves entre zones synchrones n'est pas effectué en temps réel, conformément à l'article 171, paragraphe 9.

*Article 126*  
*Accord sur l'échange de réserves*

Tous les GRT qui participent au même processus d'échange de FCR, de FRR ou de RR élaborent un accord sur l'échange de réserves qui couvre au minimum:

- (a) en cas d'échange de FRR ou RR dans une même zone synchrone, les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves et du GRT destinataire des réserves, conformément à l'article 165, paragraphe 3; ou
- (b) en cas d'échange de réserves entre zones synchrones, les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves et du GRT destinataire des réserves, conformément à l'article 171, paragraphe 4, et les procédures à appliquer dans le cas où l'échange de réserves entre zones synchrones n'est pas effectué en temps réel, conformément à l'article 171, paragraphe 9.

## **Titre 2**

### **Qualité de la fréquence**

*Article 127*  
*Paramètres définissant la qualité de la fréquence et paramètres cibles de la qualité de la fréquence*

1. Les paramètres définissant la qualité de la fréquence sont les suivants:
  - (a) la fréquence nominale pour toutes les zones synchrones;
  - (b) la plage de fréquence standard pour toutes les zones synchrones;
  - (c) l'écart maximal de fréquence instantané pour toutes les zones synchrones;

- (d) l'écart maximal de fréquence en régime permanent pour toutes les zones synchrones;
  - (e) le délai de restauration de la fréquence pour toutes les zones synchrones;
  - (f) le délai de rétablissement de la fréquence pour les zones synchrones GB et IE/NI;
  - (g) la plage de restauration de la fréquence pour les zones synchrones GB, IE/NI et pays nordiques;
  - (h) la plage de rétablissement de la fréquence pour les zones synchrones GB et IE/NI; et
  - (i) le délai d'activation de l'état d'alerte pour toutes les zones synchrones.
2. La fréquence nominale est de 50 Hz pour toutes les zones synchrones.
  3. Les valeurs par défaut des paramètres définissant la qualité de la fréquence énumérés au paragraphe 1 sont indiquées à l'annexe III, tableau 1.
  4. Le paramètre cible de la qualité de la fréquence est le nombre maximal de minutes en dehors de la plage de fréquence standard par an et par zone synchrone et sa valeur par défaut par zone synchrone est indiquée à l'annexe III, tableau 2.
  5. Les valeurs des paramètres définissant la qualité de la fréquence fixées à l'annexe III, tableau 1, et la valeur du paramètre cible de la qualité de la fréquence fixée à l'annexe III, tableau 2, s'appliquent, sauf si tous les GRT d'une zone synchrone proposent des valeurs différentes en application des paragraphes 6, 7 et 8.
  6. Tous les GRT des zones synchrones CE et des pays nordiques ont le droit de proposer dans l'accord d'exploitation de zone synchrone des valeurs différentes de celles figurant à l'annexe III, tableaux 1 et 2, en ce qui concerne:
    - (a) le délai d'activation de l'état d'alerte;
    - (b) le nombre maximal de minutes en dehors de la plage de fréquence standard.
  7. Tous les GRT des zones synchrones GB et IE/NI ont le droit de proposer dans l'accord d'exploitation de zone synchrone des valeurs différentes de celles figurant à l'annexe III, tableaux 1 et 2, en ce qui concerne:
    - (a) le délai de restauration de la fréquence;
    - (b) le délai d'activation de l'état d'alerte; et
    - (c) le nombre maximal de minutes en dehors de la plage de fréquence standard.
  8. La proposition relative à la modification des valeurs en application des paragraphes 6 et 7 est fondée sur une évaluation des valeurs enregistrées de la fréquence du réseau sur une période d'au moins un an et du développement de la zone synchrone, et elle répond aux conditions suivantes:

- (a) la modification proposée des paramètres définissant la qualité de la fréquence fixés à l'annexe III, tableau 1, ou du paramètre cible de la qualité de la fréquence fixé à l'annexe III, tableau 2, tient compte des éléments suivants:
- (i) la taille du réseau, sur la base de la consommation et de la production de la zone synchrone ainsi que de l'inertie de cette zone;
  - (ii) l'incident de référence;
  - (iii) la structure et/ou la topologie du réseau;
  - (iv) le comportement en matière de consommation et de production d'électricité;
  - (v) le nombre et la réponse des unités de production d'électricité en mode de réglage restreint à la surfréquence et en mode de réglage restreint à la sous-fréquence, tels que définis à l'article 13, paragraphe 2, et à l'article 15, paragraphe 2, point c), du règlement (UE) 2016/631 de la Commission;
  - (vi) le nombre et la réponse des unités de consommation avec réglage activé de la fréquence du réseau par la participation active de la demande, ou avec réglage très rapide de la puissance active par la participation active de la demande, tels que définis aux articles 29 et 30 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission; et
  - (vii) les capacités techniques des unités de production d'électricité et des unités de consommation;
- (b) tous les GRT de la zone synchrone mènent une consultation publique portant sur l'incidence, pour les parties prenantes, de la modification proposée des paramètres définissant la qualité de la fréquence fixés à l'annexe III, tableau 1, ou du paramètre cible de la qualité de la fréquence fixé à l'annexe III, tableau 2.
9. Tous les GRT s'efforcent de respecter les valeurs des paramètres définissant la qualité de la fréquence et du paramètre cible de la qualité de la fréquence. Tous les GRT vérifient au moins une fois par an que le paramètre cible de la qualité de la fréquence est respecté.

*Article 128*  
*Paramètres cibles du FRCE*

1. Tous les GRT des zones synchrones CE et des pays nordiques spécifient dans l'accord d'exploitation de zone synchrone les valeurs de la plage du FRCE de niveau 1 et de la plage du FRCE de niveau 2 pour chaque bloc RFP des zones synchrones CE et des pays nordiques, au moins une fois par an.
2. Tous les GRT des zones synchrones CE et des pays nordiques, si celles-ci comportent plusieurs blocs RFP, veillent à ce que les plages du FRCE de niveau 1 et les plages du FRCE de niveau 2 des blocs RFP desdites zones synchrones soient

proportionnelles à la racine carrée de la somme des obligations initiales en matière de FCR des GRT constituant les blocs RFP, conformément à l'article 153.

3. Tous les GRT des zones synchrones CE et des pays nordiques s'efforcent de respecter les paramètres cibles suivants du FRCE pour chaque bloc RFP de la zone synchrone:
  - (a) le nombre d'intervalles de temps par an situés en dehors de la plage du FRCE de niveau 1 dans un intervalle de temps égal au délai de restauration de la fréquence est inférieur à 30 % des intervalles de temps sur l'année; et
  - (b) le nombre d'intervalles de temps par an situés en dehors de la plage du FRCE de niveau 2 dans un intervalle de temps égal au délai de restauration de la fréquence est inférieur à 5 % des intervalles de temps sur l'année.
4. Lorsqu'un bloc RFP comporte plusieurs zones RFP, tous les GRT du bloc RFP spécifient dans l'accord d'exploitation de bloc RFP les valeurs des paramètres cibles du FRCE pour chaque zone RFP.
5. Pour les zones synchrones GB et IE/NI, la plage du FRCE de niveau 1 est égale ou supérieure à 200 mHz et la plage du FRCE de niveau 2 est égale ou supérieure à 500 mHz.
6. Tous les GRT des zones synchrones GB et IE/NI s'efforcent de respecter les paramètres cibles suivants du FRCE pour une zone synchrone:
  - (a) le nombre maximal d'intervalles de temps situés en dehors de la plage du FRCE de niveau 1 comme indiqué à l'annexe IV, tableau 1, est inférieur ou égal à la valeur indiquée dans ledit tableau en pourcentage des intervalles de temps sur une année;
  - (b) le nombre maximal d'intervalles de temps situés en dehors de la plage du FRCE de niveau 2 comme indiqué à l'annexe IV, tableau 1, est inférieur ou égal à la valeur indiquée dans ledit tableau en pourcentage des intervalles de temps sur une année.
7. Tous les GRT vérifient au moins une fois par an que les paramètres cibles du FRCE sont respectés.

#### *Article 129*

##### *Processus d'application des critères*

Le processus d'application des critères comprend:

- (a) la collecte des données d'évaluation de la qualité de la fréquence; et
- (b) le calcul des critères d'évaluation de la qualité de la fréquence.

*Article 130*  
*Données d'évaluation de la qualité de la fréquence*

1. Les données d'évaluation de la qualité de la fréquence sont les suivantes:
  - (a) pour la zone synchrone:
    - (i) les données instantanées sur la fréquence; et
    - (ii) les données sur l'écart instantané de fréquence;
  - (b) pour chaque bloc RFP de la zone synchrone, les données instantanées sur le FRCE.
2. La précision des mesures des données instantanées sur la fréquence et des données instantanées sur le FRCE, lorsque celles-ci sont effectuées en Hz, est égale ou supérieure à 1 mHz.

*Article 131*  
*Critères d'évaluation de la qualité de la fréquence*

1. Les critères d'évaluation de la qualité de la fréquence comprennent:
  - (a) pour la zone synchrone lors du fonctionnement à l'état normal ou en état d'alerte, tels que définis à l'article 18, paragraphes 1 et 2, sur une base mensuelle pour les données instantanées sur la fréquence:
    - (i) la valeur moyenne;
    - (ii) l'écart type;
    - (iii) les 1er, 5e, 10e, 90e, 95e et 99e centiles;
    - (iv) la durée totale pendant laquelle la valeur absolue de l'écart instantané de fréquence était supérieure à l'écart type de fréquence, en faisant la distinction entre les écarts instantanés de fréquence négatifs et positifs;
    - v) la durée totale pendant laquelle la valeur absolue de l'écart instantané de fréquence était supérieure à l'écart de fréquence maximal instantané, en faisant la distinction entre les écarts instantanés de fréquence négatifs et positifs;
    - (vi) le nombre d'événements au cours desquels la valeur absolue de l'écart instantané de fréquence de la zone synchrone a dépassé 200 % de l'écart type de fréquence et l'écart de fréquence instantané n'a pas été ramené à 50 % de l'écart type de fréquence, pour la zone synchrone CE, et dans la plage de restauration de la fréquence, pour les zones synchrones GB, IE/NI et pays nordiques, dans le délai de restauration de la fréquence. Les données font la distinction entre les écarts de fréquence négatifs et positifs;

- (vii) pour les zones synchrones GB et IE/NI, le nombre d'événements au cours desquels la valeur absolue de l'écart instantané de fréquence était en dehors de la plage de rétablissement de la fréquence et n'a pas été ramenée dans cette plage dans le délai de rétablissement de la fréquence, en faisant la distinction entre les écarts instantanés de fréquence négatifs et positifs;
- (b) pour chaque bloc RFP des zones synchrones CE ou pays nordiques lors du fonctionnement à l'état normal ou en état d'alerte, conformément à l'article 18, paragraphes 1 et 2, sur une base mensuelle:
- (i) pour un ensemble de données contenant les valeurs moyennes du FRCE du bloc RFP pour des intervalles de temps égaux au délai de restauration de la fréquence:
    - la valeur moyenne;
    - l'écart type;
    - les 1er, 5e, 10e, 90e, 95e et 99e centiles;
    - le nombre d'intervalles de temps durant lesquels la valeur moyenne du FRCE était en dehors de la plage du FRCE de niveau 1, en faisant la distinction entre FRCE négatif et positif; et
    - le nombre d'intervalles de temps durant lesquels la valeur moyenne du FRCE était en dehors de la plage du FRCE de niveau 2, en faisant la distinction entre FRCE négatif et positif;
  - (ii) pour un ensemble de données contenant les valeurs moyennes du FRCE du bloc RFP sur des intervalles de temps d'une minute: le nombre d'événements sur une base mensuelle pour lesquels le FRCE a dépassé 60 % de la capacité de réserve FRR et n'a pas été ramené à 15 % de cette capacité dans le délai de restauration de la fréquence, en faisant la distinction entre FRCE négatif et positif;
- (c) pour les blocs RFP des zones synchrones GB ou IE/NI lors du fonctionnement à l'état normal ou en état d'alerte, conformément à l'article 18, paragraphes 1 et 2, sur une base mensuelle et pour un ensemble de données contenant les valeurs moyennes du FRCE du bloc RFP sur des intervalles de temps d'une minute: le nombre d'événements au cours desquels la valeur absolue du FRCE a dépassé l'écart maximal de la fréquence en régime permanent et au cours desquels le FRCE n'a pas été ramené à 10 % de cet écart dans le délai de restauration de la fréquence, en faisant la distinction entre FRCE négatif et positif.

2. Tous les GRT de chaque zone synchrone spécifient dans l'accord d'exploitation de zone synchrone une méthodologie commune pour évaluer le risque et l'évolution du risque d'épuisement des FCR de la zone synchrone. Cette méthodologie est appliquée au moins une fois par an et est fondée au minimum sur les données instantanées historiques sur la fréquence du réseau correspondant à une période non inférieure à

un an. Tous les GRT de chaque zone synchrone fournissent les données nécessaires à cette évaluation.

#### *Article 132*

##### *Processus de collecte et de communication des données*

1. Le processus de collecte et de communication des données comprend les éléments suivants:
  - (a) mesures de la fréquence du réseau;
  - (b) calcul des données d'évaluation de la qualité de la fréquence; et
  - (c) communication des données d'évaluation de la qualité de la fréquence aux fins du processus d'application des critères.
2. Le processus de collecte et de communication des données est exécuté par le superviseur de zone synchrone désigné conformément à l'article 133.

#### *Article 133*

##### *Superviseur de zone synchrone*

1. Tous les GRT d'une zone synchrone désignent l'un des GRT de cette zone synchrone, dans l'accord d'exploitation de zone synchrone, comme superviseur de zone synchrone.
2. Le superviseur de zone synchrone exécute le processus de collecte et de communication des données de la zone synchrone visé à l'article 132.
3. Le superviseur de zone synchrone exécute le processus d'application des critères visé à l'article 129.
4. Le superviseur de zone synchrone collecte les données d'évaluation de la qualité de la fréquence relatives à sa zone synchrone et exécute le processus d'application des critères, y compris le calcul des critères d'évaluation de la qualité de la fréquence, tous les trois mois et dans les trois mois après la fin de la période analysée.

#### *Article 134*

##### *Superviseur de bloc RFP*

1. Tous les GRT d'un bloc RFP désignent, dans l'accord d'exploitation de bloc RFP, l'un des GRT dudit bloc comme superviseur de bloc RFP.
2. Le superviseur de bloc RFP collecte les données d'évaluation de la qualité de la fréquence relatives au bloc RFP conformément au processus d'application des critères visé à l'article 129.
3. Chaque GRT d'une zone RFP fournit au superviseur de bloc RFP les mesures relatives à la zone RFP nécessaires pour la collecte des données d'évaluation de la qualité de la fréquence relatives au bloc RFP.

4. Le superviseur de bloc RFP communique les données d'évaluation de la qualité de la fréquence relatives au bloc RFP et à ses zones RFP tous les trois mois et dans les deux mois après la fin de la période analysée.

#### *Article 135*

##### *Informations sur le comportement de consommation et de production*

Conformément à l'article 40, chaque GRT de raccordement a le droit de demander aux USR les informations nécessaires pour la surveillance du comportement en matière de consommation et de production en relation avec des déséquilibres. Ces informations peuvent comprendre:

- (a) le point de consigne de la puissance active horodaté pour l'exploitation en temps réel et future; et
- (b) la production de puissance active totale horodatée.

#### *Article 136*

##### *Période de rampe dans la zone synchrone*

Tous les GRT de chaque zone synchrone comportant plusieurs zones RFP spécifient dans l'accord d'exploitation de zone synchrone une période de rampe commune pour les programmes nets agrégés des zones RFP de la zone synchrone. Le calcul du programme de réglage à partir de la position nette des échanges en courant alternatif de la zone pour le calcul de l'ACE est effectué à l'aide de la période de rampe commune.

#### *Article 137*

##### *Restrictions de rampe pour la puissance active de sortie*

1. Tous les GRT de deux zones synchrones ont le droit de fixer, dans l'accord d'exploitation de zone synchrone, des restrictions à la puissance active de sortie des interconnexions HVDC entre zones synchrones afin de limiter leur influence sur la réalisation des paramètres cibles de la qualité de la fréquence de la zone synchrone en déterminant une valeur de rampe maximale combinée pour toutes les interconnexions HVDC raccordant une zone synchrone à une autre zone synchrone.
2. Les restrictions visées au paragraphe 1 ne s'appliquent pas pour la compensation des déséquilibres, le couplage de la fréquence et l'activation transfrontalière des FRR et RR par l'intermédiaire d'interconnexions HVDC.
3. Tous les GRT de raccordement d'une interconnexion HVDC ont le droit de fixer, dans l'accord d'exploitation de bloc RFP, des restrictions communes à la puissance active de sortie de ladite interconnexion, afin de limiter son influence sur la réalisation du paramètre cible du FRCE applicable aux blocs RFP raccordés, en convenant de périodes de rampe et/ou de valeurs de rampe maximales pour cette interconnexion HVDC. Ces restrictions communes ne s'appliquent pas pour la compensation des déséquilibres, le couplage de la fréquence et l'activation

transfrontalière des FRR et RR par l'intermédiaire d'interconnexions HVDC. Tous les GRT d'une zone synchrone coordonnent ces mesures au sein de ladite zone.

4. Tous les GRT d'un bloc RFP ont le droit de fixer, dans l'accord d'exploitation de bloc RFP, les mesures suivantes, à l'appui du respect du paramètre cible du FRCE du bloc RFP et afin d'atténuer les écarts de fréquence déterministes, en tenant compte des limites technologiques des unités de production d'électricité et des unités de consommation:
  - (a) obligations concernant les périodes de rampe et/ou les valeurs de rampe maximales au niveau des unités de production d'électricité et/ou des unités de consommation;
  - (b) obligations concernant les temps de démarrage de la rampe individuels pour les unités de production d'électricité et/ou les unités de consommation au sein du bloc RFP; et
  - (c) coordination de la rampe entre les unités de production d'électricité, les unités de consommation et la consommation de puissance active au sein du bloc RFP.

#### *Article 138* *Atténuation*

Lorsque les valeurs calculées pour une période égale à une année civile relatives aux paramètres cibles de la qualité de la fréquence ou aux paramètres cibles du FRCE sont en dehors des valeurs cibles fixées pour la zone synchrone ou pour le bloc RFP, tous les GRT de la zone synchrone concernée ou du bloc RFP concerné:

- (a) analysent si les paramètres cibles de la qualité de la fréquence ou les paramètres cibles du FRCE vont rester en dehors des valeurs cibles fixées pour la zone synchrone ou pour le bloc RFP et s'il existe un risque fondé que cela se produise, analysent les causes et formulent des recommandations; et
- (b) élaborent des mesures d'atténuation pour faire en sorte que les valeurs cibles fixées pour la zone synchrone ou pour le bloc RFP puissent être respectées à l'avenir.

### **Titre 3**

#### **Structure du réglage fréquence-puissance**

#### *Article 139* *Structure de base*

1. Tous les GRT de chacune des zones synchrones spécifient la structure du réglage fréquence-puissance pour la zone synchrone dans l'accord d'exploitation de zone synchrone. Chaque GRT est responsable d'appliquer la structure du réglage

fréquence-puissance de sa zone synchrone et d'assurer un fonctionnement conforme à celle-ci.

2. La structure du réglage fréquence-puissance de chaque zone synchrone comprend:
  - (a) une structure pour l'activation des processus conformément à l'article 140; et
  - (b) une structure pour la responsabilité des processus conformément à l'article 141.

#### *Article 140*

##### *Structure pour l'activation des processus*

1. La structure pour l'activation des processus comprend:
  - (a) un FCP conformément à l'article 142;
  - (b) un FRP conformément à l'article 143; et
  - (c) pour la zone synchrone CE, un processus de réglage temporel conformément à l'article 181.
2. La structure pour l'activation des processus peut comprendre:
  - (a) un RRP conformément à l'article 144;
  - (b) un processus de compensation des déséquilibres, conformément à l'article 146;
  - (c) un processus d'activation transfrontalière des FRR, conformément à l'article 147;
  - (d) un processus d'activation transfrontalière des RR, conformément à l'article 148; et
  - (e) pour les zones synchrones autres que CE, un processus de réglage temporel conformément à l'article 181.

#### *Article 141*

##### *Structure pour la responsabilité des processus*

1. Lorsqu'ils spécifient la structure pour la responsabilité des processus, tous les GRT de chaque zone synchrone prennent en compte au minimum les critères suivants:
  - (a) la taille, l'inertie totale et l'inertie synthétique de la zone synchrone;
  - (b) la structure et/ou la topologie du réseau; et
  - (c) le comportement en matière de consommation, de production d'électricité et de HVDC.

2. Dans les quatre mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT d'une zone synchrone élaborent conjointement une proposition commune relative à la détermination des blocs RFP, qui est conforme aux exigences suivantes:
  - (a) une zone de surveillance correspond à une seule zone RFP, ou fait partie d'une seule zone RFP;
  - (b) une zone RFP correspond à un seul bloc RFP, ou fait partie d'un seul bloc RFP;
  - (c) un bloc RFP correspond à une seule zone synchrone, ou fait partie d'une seule zone synchrone; et
  - (d) chaque élément de réseau fait partie d'une seule zone de surveillance, d'une seule zone RFP et d'un seul bloc RFP.
3. Tous les GRT de chaque zone de surveillance calculent et surveillent en permanence les échanges de puissance active en temps réel de la zone de surveillance.
4. Tous les GRT de chaque zone RFP:
  - (a) surveillent en permanence le FRCE de la zone RFP;
  - (b) mettent en œuvre et exécutent un FRP pour la zone RFP;
  - (c) s'efforcent de respecter les paramètres cibles du FRCE applicables à la zone RFP, tels que définis à l'article 128; et
  - (d) ont le droit de mettre en œuvre un ou plusieurs des processus visés à l'article 140, paragraphe 2.
5. Tous les GRT de chaque bloc RFP:
  - (a) s'efforcent de respecter les paramètres cibles du FRCE applicables au bloc RFP, tels que définis à l'article 128; et
  - (b) respectent les règles de dimensionnement des FRR conformément à l'article 157 et les règles de dimensionnement des RR conformément à l'article 160.
6. Tous les GRT de chaque zone synchrone:
  - (a) mettent en œuvre et exécutent un FCP pour la zone synchrone;
  - (b) respectent les règles de dimensionnement des FCR, conformément à l'article 153; et
  - (c) s'efforcent de respecter les paramètres cibles de la qualité de la fréquence conformément à l'article 127.
7. Tous les GRT de chaque zone de surveillance spécifient dans un accord d'exploitation de zone de surveillance la répartition entre les GRT de la zone de surveillance des responsabilités liées à l'exécution de l'obligation établie au paragraphe 3.

8. Tous les GRT de chaque zone RFP spécifient dans un accord d'exploitation de zone RFP la répartition entre les GRT de la zone RFP des responsabilités liées à l'exécution des obligations établies au paragraphe 4.
9. Tous les GRT de chaque bloc RFP spécifient dans un accord d'exploitation de bloc RFP la répartition entre les GRT du bloc RFP des responsabilités liées à l'exécution des obligations établies au paragraphe 5.
10. Tous les GRT de chaque zone synchrone spécifient dans un accord d'exploitation de zone synchrone la répartition entre les GRT de la zone synchrone des responsabilités liées à l'exécution des obligations établies au paragraphe 6.
11. Tous les GRT de deux zones RFP ou plus raccordées par des interconnexions ont le droit de former un bloc RFP si les exigences fixées pour ce dernier au paragraphe 5 sont satisfaites.

#### *Article 142*

##### *Processus de stabilisation de la fréquence (FCR)*

1. La cible de réglage du FCP est la stabilisation de la fréquence du réseau par l'activation des FCR.
2. La caractéristique globale de l'activation des FCR dans une zone synchrone correspond à une diminution monotone de l'activation des FCR en fonction de l'écart de fréquence.

#### *Article 143*

##### *Processus de restauration de la fréquence*

1. La cible de réglage du FRP est la suivante:
  - (a) réguler le FRCE vers zéro dans le délai de restauration de la fréquence;
  - (b) pour les zones synchrones GB et pays nordiques, remplacer progressivement les FCR activées par l'activation des FRR, conformément à l'article 145.
2. Le FRCE est:
  - (a) l'ACE d'une zone RFP, lorsqu'une zone synchrone compte plusieurs zones RFP; ou
  - (b) l'écart de fréquence, lorsque la zone RFP correspond au bloc RFP et à la zone synchrone.
3. L'ACE d'une zone RFP est calculé en effectuant la somme du produit du facteur-K de la zone RFP et de l'écart de fréquence, et la soustraction des éléments suivants:
  - (a) le flux total de puissance active des lignes d'interconnexion physiques et virtuelles ; et
  - (b) le programme de réglage, conformément à l'article 136.

4. Lorsqu'une zone RFP comprend plusieurs zones de surveillance, tous les GRT de la zone RFP désignent dans l'accord d'exploitation de zone RFP un GRT responsable de la mise en œuvre et de l'application du processus de restauration de la fréquence.
5. Lorsqu'une zone RFP comprend plusieurs zones de surveillance, le processus de restauration de la fréquence de ladite zone permet le réglage des échanges de puissance active de chaque zone de surveillance jusqu'à une valeur déterminée comme sûre dans le cadre d'une analyse de la sécurité d'exploitation en temps réel.

#### *Article 144*

##### *Processus de remplacement des réserves*

1. La cible de réglage du RRP est d'atteindre au moins l'un des objectifs suivants moyennant l'activation des RR:
  - (a) restauration progressive des FRR activées;
  - (b) soutien à l'activation des FRR;
  - (c) pour les zones synchrones GB et IE/NI, restauration progressive des FCR et FRR activées.
2. Le RRP est exécuté via des instructions applicables à l'activation des RR manuelles visant à atteindre la cible de réglage conformément au paragraphe 1.

#### *Article 145*

##### *Processus de restauration de la fréquence automatique et manuel*

1. Chaque GRT de chaque zone RFP met en œuvre un processus automatique de restauration de la fréquence («aFRP») et un processus manuel de restauration de la fréquence («mFRP»).
2. Dans les deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, les GRT des zones GB et IE/NI peuvent soumettre chacun une proposition à leurs autorités de régulation compétentes leur demandant de ne pas mettre en œuvre un aFRP. Ces propositions comportent une analyse des coûts et bénéfices démontrant que la mise en œuvre d'un aFRP entraînerait des coûts supérieurs aux bénéfices. Si la proposition est approuvée par les autorités de régulation compétentes, les GRT et autorités de régulation respectifs réévaluent cette décision au minimum tous les quatre ans.
3. Si une zone RFP comprend plusieurs zones de surveillance, tous les GRT de la zone RFP établissent, dans l'accord d'exploitation de zone RFP, un processus pour la mise en œuvre d'un aFRP et d'un mFRP. Si un bloc RFP comprend plusieurs zones RFP, tous les GRT des zones RFP établissent, dans l'accord d'exploitation de bloc RFP, un processus pour la mise en œuvre d'un mFRP.
4. L'aFRP est exécuté en boucle fermée, le FRCE étant une donnée d'entrée et la consigne applicable à l'activation de la réserve FRR automatique une donnée de sortie. La consigne applicable à l'activation de la réserve FRR automatique est calculée par un régulateur de restauration de la fréquence unique opéré par un GRT

dans sa zone RFP. Pour les zones synchrones GB et pays nordiques, le régulateur de restauration de la fréquence:

- (a) est un dispositif de régulation automatique conçu pour ramener le FRCE à zéro;
  - (b) a un comportement proportionnel intégral;
  - (c) est doté d'un algorithme de régulation qui empêche le terme intégral d'un régulateur proportionnel intégral d'accumuler l'écart de réglage et de surréagir; et
  - (d) dispose de fonctionnalités correspondant à des modes de fonctionnement non communs pour les cas de fonctionnement en état d'alerte et d'urgence.
5. Le mFRP est exécuté à l'aide d'instructions applicables à l'activation des FRR manuelles afin d'atteindre la cible de réglage conformément à l'article 143, paragraphe 1.
6. Outre l'exécution d'un aFRP dans les zones RFP, tous les GRT d'un bloc RFP qui comprend plusieurs zones RFP ont le droit de désigner, dans l'accord d'exploitation de bloc RFP, un GRT du bloc RFP afin qu'il:
- (a) calcule et surveille le FRCE de l'ensemble du bloc RFP; et
  - (b) prenne en compte le FRCE de l'ensemble du bloc RFP pour le calcul de la valeur de consigne applicable à l'activation des FRR automatiques conformément à l'article 143, paragraphe 3, en plus du FRCE de sa zone RFP.

#### *Article 146*

##### *Processus de compensation des déséquilibres*

1. La cible de réglage du processus de compensation des déséquilibres vise à réduire le volume des FRR d'ajustement activées simultanément en sens inverse dans les différentes zones RFP participantes, au moyen d'un échange de puissance permettant la compensation des déséquilibres.
2. Chaque GRT a le droit de mettre en œuvre le processus de compensation des déséquilibres pour les zones RFP d'un même bloc RFP, entre différents blocs RFP ou entre différentes zones synchrones, moyennant la conclusion d'un accord sur la compensation des déséquilibres.
3. Les GRT mettent en œuvre le processus de compensation des déséquilibres d'une manière qui ne perturbe pas:
  - (a) la stabilité du FCP de la zone ou des zones synchrones participant au processus de compensation des déséquilibres;
  - (b) la stabilité du FRP et du RRP de chaque zone RFP gérée par les GRT participants ou les GRT affectés; et
  - (c) la sécurité d'exploitation.

4. Les GRT mettent en œuvre l'échange de puissance pour la compensation des déséquilibres entre les zones RFP d'une zone synchrone, selon au moins une des manières suivantes:
  - (a) en définissant un flux de puissance active sur une ligne d'interconnexion virtuelle qui fait partie du calcul du FRCE;
  - (b) en ajustant les flux de puissance active aux interconnexions HVDC.
5. Les GRT mettent en œuvre l'échange de puissance pour la compensation des déséquilibres entre les zones RFP de zones synchrones différentes en ajustant les flux de puissance active aux interconnexions HVDC.
6. Les GRT mettent en œuvre l'échange de puissance pour la compensation des déséquilibres d'une zone RFP de façon à ne pas dépasser le volume réel des FRR devant être activées pour ramener le FRCE de cette zone RFP à zéro sans échange de puissance pour la compensation des déséquilibres.
7. Tous les GRT participant au même échange de puissance pour la compensation des déséquilibres veillent à ce que la somme de tous les échanges de puissance pour la compensation des déséquilibres soit égale à zéro.
8. Le processus de compensation des déséquilibres comporte un mécanisme de repli qui permet de garantir que l'échange de puissance pour la compensation des déséquilibres de chaque zone RFP soit égal à zéro ou limité à une valeur à laquelle est assurée la sécurité d'exploitation;
9. Lorsqu'un bloc RFP comprend plusieurs zones RFP et que la capacité de réserve FRR ainsi que la capacité de réserve RR est calculée sur la base des déséquilibres du bloc RFP, tous les GRT du même bloc RFP appliquent un processus de compensation des déséquilibres et échangent le volume maximal de puissance pour la compensation des déséquilibres défini au paragraphe 6, avec les autres zones RFP du même bloc RFP.
10. Lorsqu'un échange de puissance pour la compensation des déséquilibres est réalisé pour les zones RFP de différentes zones synchrones, tous les GRT échangent le volume maximal de puissance pour la compensation des déséquilibres défini au paragraphe 6, avec les autres GRT de la même zone synchrone participant à ce processus de compensation des déséquilibres.
11. Lorsqu'un processus de compensation des déséquilibres est appliqué pour des zones RFP qui ne font pas partie du même bloc RFP, tous les GRT de tous les blocs RFP concernés respectent les obligations établies à l'article 141, paragraphe 5, indépendamment de l'échange de puissance pour la compensation des déséquilibres.

#### *Article 147*

##### *Processus d'activation transfrontalière des FRR*

1. La cible de réglage du processus d'activation transfrontalière des FRR vise à permettre à un GRT d'appliquer le FRP au moyen d'un échange de puissance pour la restauration de la fréquence entre des zones RFP.

2. Chaque GRT a le droit de mettre en œuvre le processus d'activation transfrontalière des FRR pour des zones RFP d'un même bloc RFP, entre différents blocs RFP ou entre différentes zones synchrones, moyennant la conclusion d'un accord sur l'activation transfrontalière des FRR.
3. Les GRT exécutent le processus d'activation transfrontalière de la réserve FRR d'une manière qui ne perturbe pas:
  - (a) la stabilité du FCP de la zone ou des zones synchrones participant au processus d'activation transfrontalière de la réserve FRR;
  - (b) la stabilité du FRP et du RRP de chaque zone RFP gérée par les GRT participants ou les GRT affectés; et
  - (c) la sécurité d'exploitation.
4. Les GRT mettent en œuvre l'échange de puissance pour la restauration de la fréquence entre les zones RFP de la même zone synchrone, selon au moins une des manières suivantes:
  - (a) en définissant un flux de puissance active sur une ligne d'interconnexion virtuelle qui fait partie du calcul du FRCE, l'activation des FRR étant automatique;
  - (b) en ajustant un programme de réglage ou en définissant un flux de puissance active sur une ligne d'interconnexion virtuelle reliant des zones RFP, l'activation des FRR étant manuelle; ou
  - (c) en ajustant les flux de puissance active aux interconnexions HVDC.
5. Les GRT mettent en œuvre l'échange de puissance pour la restauration de la fréquence entre les zones RFP de différentes zones synchrones en ajustant les flux de puissance active aux interconnexions HVDC.
6. Tous les GRT participant au même processus d'activation transfrontalière des FRR veillent à ce que la somme de tous les échanges de puissance pour la restauration de la fréquence soit égale à zéro.
7. Le processus d'activation transfrontalière des FRR comporte un mécanisme de repli qui permet de garantir que l'échange de puissance pour la restauration de la fréquence de chaque zone RFP est égal à zéro ou limité à une valeur à laquelle la sécurité d'exploitation peut être garantie.

#### *Article 148*

#### *Processus d'activation transfrontalière des RR*

1. La cible de réglage du processus d'activation transfrontalière des RR vise à permettre à un GRT d'appliquer le RRP au moyen d'un programme de réglage entre des zones RFP.
2. Chaque GRT a le droit de mettre en œuvre le processus d'activation transfrontalière des RR pour des zones RFP d'un même bloc RFP, entre différents blocs RFP ou entre

différentes zones synchrones, moyennant la conclusion d'un accord sur l'activation transfrontalière des RR.

3. Les GRT exécutent le processus d'activation de la réserve RR transfrontalière d'une manière qui ne perturbe pas:
  - (a) la stabilité du FCP de la zone ou des zones synchrones participant au processus d'activation transfrontalière des RR;
  - (b) la stabilité du FRP et du RRP de chaque zone RFP gérée par les GRT participants ou les GRT affectés; ni
  - (c) la sécurité d'exploitation.
4. Les GRT exécutent le programme de réglage entre les zones RFP de la même zone synchrone, selon au moins une des manières suivantes:
  - (a) en définissant un flux de puissance active sur une ligne d'interconnexion virtuelle qui fera partie du calcul du FRCE;
  - (b) en ajustant un programme de réglage; ou
  - (c) en ajustant les flux de puissance active aux interconnexions HVDC.
5. Les GRT exécutent le programme de réglage entre les zones RFP de différentes zones synchrones en ajustant les flux de puissance active aux interconnexions HVDC.
6. Tous les GRT participant au même processus d'activation transfrontalière des RR veillent à ce que la somme de tous les programmes de réglage soit égale à zéro.
7. Le processus d'activation transfrontalière des RR comporte un mécanisme de repli qui permet de garantir que le programme de réglage de chaque zone RFP est égal à zéro ou limité à une valeur à laquelle la sécurité d'exploitation peut être garantie.

#### *Article 149*

##### *Exigences générales applicables aux processus de réglage transfrontaliers*

1. Tous les GRT participant à un échange ou à un partage de FRR ou RR appliquent un processus d'activation des FRR ou RR transfrontalières, selon le cas.
2. Tous les GRT d'une zone synchrone spécifient dans l'accord d'exploitation de zone synchrone les rôles et les responsabilités des GRT qui appliquent un processus de compensation des déséquilibres, un processus d'activation transfrontalière des FRR ou un processus d'activation transfrontalière des RR entre les zones RFP de différents blocs RFP ou de différentes zones synchrones.
3. Tous les GRT qui participent au même processus de compensation des déséquilibres, au même processus d'activation transfrontalière des FRR ou au même processus d'activation transfrontalière des RR spécifient dans les accords respectifs les rôles et les responsabilités de tous les GRT, notamment:

- (a) la fourniture de toutes les données d'entrée nécessaires pour:
    - (i) le calcul de l'échange de puissance, compte tenu des limites de sécurité d'exploitation; et
    - (ii) la réalisation de l'analyse de la sécurité d'exploitation en temps réel par les GRT participants et les GRT affectés;
  - (b) la responsabilité du calcul de l'échange de puissance; et
  - (c) la mise en œuvre des procédures opérationnelles destinées à assurer la sécurité d'exploitation.
4. Sans préjudice de l'article 146, paragraphes 9, 10 et 11, et dans le cadre des accords visés aux articles 122, 123 et 124, tous les GRT qui participent au même processus de compensation des déséquilibres, au même processus d'activation transfrontalière des FRR ou au même processus d'activation transfrontalière des RR ont le droit de spécifier une approche séquentielle pour le calcul de l'échange de puissance. Le calcul séquentiel de l'échange de puissance permet à tous les GRT d'un groupe de GRT exerçant dans des zones RFP ou des blocs RFP raccordés par des interconnexions d'échanger entre eux de la puissance pour la compensation des déséquilibres, pour la restauration de la fréquence ou pour le remplacement des réserves, avant d'en échanger avec d'autres GRT.

*Article 150*  
*Notification des GRT*

1. Les GRT qui ont l'intention d'exercer leur droit d'appliquer un processus de compensation des déséquilibres, un processus d'activation transfrontalière des FRR, un processus d'activation transfrontalière des RR, un échange de réserves ou un partage de réserves notifient, trois mois avant l'exercice d'un tel droit, à tous les autres GRT de la même zone synchrone:
- (a) les GRT concernés;
  - (b) le volume escompté d'échange de puissance résultant du processus de compensation des déséquilibres, du processus d'activation transfrontalière des FRR ou du processus d'activation transfrontalière des RR;
  - (c) le type de réserves et le volume maximal de l'échange ou du partage de réserves; et
  - (d) l'échelonnement de l'échange ou du partage de réserves.
2. Lorsqu'un processus de compensation des déséquilibres, un processus d'activation transfrontalière des FRR ou un processus d'activation transfrontalière des RR est appliqué à des zones RFP qui ne font pas partie du même bloc RFP, chaque GRT des zones synchrones concernées a le droit de se déclarer comme GRT affecté auprès de tous les GRT de la zone synchrone sur la base d'une analyse de la sécurité d'exploitation et dans le mois qui suit la réception de la notification visée au paragraphe 1.

3. Le GRT affecté a le droit de:
  - (a) demander la fourniture des valeurs en temps réel de l'échange de puissance pour la compensation des déséquilibres, l'échange de puissance pour la restauration de la fréquence et le programme de réglage nécessaires pour l'analyse de la sécurité d'exploitation en temps réel; et
  - (b) demander la mise en œuvre d'une procédure opérationnelle lui permettant de fixer des limites applicables à l'échange de puissance pour la compensation des déséquilibres, à l'échange de puissance pour la restauration de la fréquence et au programme de réglage entre les zones RFP respectives, sur la base de l'analyse de la sécurité d'exploitation en temps réel.

*Article 151*  
*Infrastructures*

1. Tous les GRT évaluent quelles sont les infrastructures techniques nécessaires pour mettre en œuvre et exécuter les processus visés à l'article 140 qui sont considérés comme critiques en vertu du plan de sécurité visé à l'article 26.
2. Tous les GRT d'une zone synchrone spécifient, dans l'accord d'exploitation de zone synchrone, des exigences minimales relatives à la disponibilité, à la fiabilité et à la redondance des infrastructures techniques visées au paragraphe 1, y compris:
  - (a) l'exactitude, la résolution, la disponibilité et la redondance des mesures des flux de puissance active et des mesures effectuées sur les lignes d'interconnexion virtuelle;
  - (b) la disponibilité et la redondance des systèmes de contrôle-commande numériques;
  - (c) la disponibilité et la redondance des infrastructures de communication; et
  - (d) les protocoles de communication.
3. Tous les GRT d'un bloc RFP fixent des exigences additionnelles relatives à la disponibilité, à la fiabilité et à la redondance des infrastructures techniques dans l'accord d'exploitation de bloc RFP.
4. Chaque GRT d'une zone RFP:
  - (a) assure une qualité et une disponibilité suffisantes du calcul du FRCE;
  - (b) effectue le suivi en temps réel de la qualité du calcul du FRCE;
  - (c) prend des mesures en cas d'erreur dans le calcul du FRCE; et
  - (d) lorsque le FRCE est déterminé par l'ACE, effectue un suivi ex post de la qualité du calcul du FRCE en comparant celle-ci à des valeurs de référence, au moins sur une base annuelle.

## Titre 4

### Exécution du réglage fréquence-puissance

#### *Article 152*

#### *États du réseau en lien avec la fréquence du réseau*

1. Chaque GRT exploite sa zone de contrôle en ayant à sa disposition suffisamment de réserves de puissance active à la hausse et à la baisse, lesquelles peuvent inclure des réserves partagées ou échangées, afin de pouvoir faire face à des déséquilibres entre la consommation et la production dans sa zone de contrôle. Chaque GRT régule le FRCE tel que défini à l'article 143 afin de parvenir à la qualité de fréquence requise dans la zone synchrone en coopération avec tous les GRT de la même zone synchrone.
2. Chaque GRT surveille, d'une manière proche du temps réel, les programmes de production et d'échange, les flux de puissance, les injections et les soutirages au niveau des nœuds et les autres paramètres qui, dans sa zone de contrôle, sont utiles pour anticiper un risque d'écart de fréquence et prend des mesures pour en limiter les effets négatifs sur l'équilibre entre la production et la consommation, en coordination avec les autres GRT de sa zone synchrone.
3. Tous les GRT de chaque zone synchrone spécifient un échange de données en temps réel, conformément à l'article 42, qui inclut:
  - (a) l'état du réseau de transport, conformément à l'article 18; et
  - (b) les données de mesure en temps réel du FRCE des blocs RFP et des zones RFP de la zone synchrone.
4. Le superviseur de zone synchrone détermine l'état du réseau au regard de la fréquence du réseau, conformément à l'article 18, paragraphes 1 et 2.
5. Le superviseur de zone synchrone veille à ce que tous les GRT de toutes les zones synchrones soient informés lorsque l'écart de fréquence remplit l'un des critères de l'état d'alerte visés à l'article 18.
6. Tous les GRT d'une zone synchrone définissent dans l'accord d'exploitation de zone synchrone des règles communes pour l'exécution du réglage fréquence-puissance à l'état normal et en état d'alerte.
7. Tous les GRT des zones synchrones GB et IE/NI spécifient dans l'accord d'exploitation de zone synchrone les procédures opérationnelles à suivre en cas d'épuisement des FCR. Dans lesdites procédures opérationnelles, les GRT d'une zone synchrone ont le droit de demander que soit modifiée la production ou la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation.

8. Tous les GRT d'un bloc RFP spécifient dans l'accord d'exploitation de bloc RFP les procédures opérationnelles à suivre en cas d'épuisement des FRR ou des RR. Dans lesdites procédures opérationnelles, les GRT d'un bloc RFP ont le droit de demander que soit modifiée la production ou la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation.
9. Les GRT d'un bloc RFP s'efforcent d'éviter les FRCE d'une durée supérieure au délai de restauration de la fréquence.
10. Tous les GRT d'une zone synchrone spécifient dans l'accord d'exploitation de zone synchrone les procédures opérationnelles à suivre en cas d'état d'alerte consécutif à une violation des limites de fréquence du réseau. Les procédures opérationnelles visent à réduire l'écart de fréquence sur le réseau afin de rétablir l'état normal du réseau et de limiter le risque d'entrer en état d'urgence. Les procédures opérationnelles incluent pour les GRT le droit de s'écarter de l'obligation prévue à l'article 143, paragraphe 1.
11. Lorsque le réseau est en état d'alerte en raison d'une insuffisance des réserves de puissance active, conformément à l'article 18, les GRT des blocs RFP concernés agissent, en coordination étroite avec les autres GRT de la zone synchrone et les GRT des autres zones synchrones, afin de reconstituer et de remettre au niveau requis les réserves de puissance active. À cette fin, les GRT d'un bloc RFP ont le droit de demander que soit modifiée la production ou la consommation de puissance active des unités de production d'électricité ou des unités de consommation de leur zone de contrôle afin d'atténuer ou de supprimer le non-respect des exigences en matière de réserves de puissance active.
12. Lorsque la moyenne sur 1 minute du FRCE d'un bloc RFP est au-dessus de la plage du FRCE de niveau 2 au moins durant le temps nécessaire pour restaurer la fréquence et lorsque les GRT d'un bloc RFP ne s'attendent pas à ce que le FRCE soit suffisamment réduit par la mise en place des actions visées au paragraphe 15, les GRT ont le droit de demander que soit modifiée la production ou la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation de leur zone respective afin de réduire le FRCE, comme spécifié au paragraphe 16.
13. Pour les zones synchrones CE et pays nordiques, lorsque le FRCE d'un bloc RFP dépasse 25 % de l'incident de référence de la zone synchrone durant plus de 30 minutes consécutives et si les GRT d'un bloc RFP ne s'attendent pas à ce que le FRCE soit suffisamment réduit par la mise en place des actions menées en application du paragraphe 15, les GRT demandent que soit modifiée la production ou la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation de leur zone respective afin de réduire le FRCE comme spécifié au paragraphe 16.
14. Le superviseur de bloc RFP est responsable de la détection de toute violation des limites visées aux paragraphes 12 et 13, et:
  - (a) il informe les autres GRT du bloc RFP; et
  - (b) avec les GRT du bloc RFP, il met en œuvre des actions coordonnées destinées à réduire le FRCE qui sont spécifiées dans l'accord d'exploitation de bloc RFP.

15. Pour les cas visés aux paragraphes 11 à 13, tous les GRT de chaque zone synchrone spécifient dans l'accord d'exploitation de zone synchrone les actions qui doivent permettre aux GRT d'un bloc RFP de réduire activement l'écart de fréquence moyennant l'activation transfrontalière des réserves. Dans les cas visés aux paragraphes 11 à 13, les GRT de la zone synchrone s'efforcent de mettre les GRT du bloc RFP concerné en mesure de réduire leur FRCE.
16. Tous les GRT d'un bloc RFP spécifient, dans l'accord d'exploitation de bloc RFP, des mesures visant à réduire le FRCE qui prennent la forme de modifications de la production ou de la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation de leur zone.

## **Titre 5**

### **Réserves de stabilisation de la fréquence**

#### *Article 153*

#### *Dimensionnement des FCR*

1. Tous les GRT de chaque zone synchrone déterminent au moins annuellement la capacité de réserve FCR requise pour la zone synchrone et les FCR soumises à une obligation initiale pour chaque GRT conformément au paragraphe 2.
2. Tous les GRT de chaque zone synchrone fixent des règles de dimensionnement dans l'accord d'exploitation de zone synchrone conformément aux critères suivants:
  - (a) la capacité de réserve FCR requise pour la zone synchrone couvre au minimum l'incident de référence et, pour les zones synchrones CE et pays nordiques, les résultats de l'approche probabiliste du dimensionnement des FCR suivie conformément au point c);
  - (b) la dimension de l'incident de référence est déterminée conformément aux critères suivants:
    - (i) pour la zone synchrone CE, l'incident de référence est de 3000 MW dans le sens positif et de 3000 MW dans le sens négatif;
    - (ii) pour les zones synchrones GB, IE/NI et pays nordiques, l'incident de référence est le déséquilibre le plus élevé qui peut résulter soit d'une modification instantanée de la puissance active d'une seule unité de production d'électricité, d'une seule installation de consommation ou d'une seule interconnexion HVDC, soit du déclenchement d'une ligne en courant alternatif; ou bien, l'incident de référence est la perte instantanée maximale de consommation de puissance active résultant du déclenchement d'un ou deux points de raccordement. L'incident de référence est déterminé séparément pour le sens positif et pour le sens négatif;

- (c) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, tous les GRT de la zone synchrone ont le droit de définir une approche probabiliste du dimensionnement des FCR, compte tenu du profil de charge, de la production et de l'inertie, y compris l'inertie synthétique, ainsi que des moyens disponibles pour fournir une inertie minimale en temps réel conformément à la méthodologie visée à l'article 39, dans le but de réduire à un niveau inférieur ou égal à une fois tous les vingt ans la probabilité d'une insuffisance des FCR; et
- (d) les parts de la capacité de réserve FCR requises pour chaque GRT à titre d'obligation initiale en matière de FCR sont fondées sur la somme de la production et de la consommation nettes de sa zone de contrôle, divisée par la somme de la production et de la consommation nettes de la zone synchrone sur une période d'un an.

#### *Article 154*

##### *Exigences techniques minimales en matière de FCR*

1. Chaque GRT de raccordement des réserves veille à ce que les FCR présentent les propriétés énumérées pour sa zone synchrone dans le tableau 1 de l'annexe V.
2. Tous les GRT d'une zone synchrone ont le droit de spécifier, dans l'accord d'exploitation de zone synchrone, des propriétés supplémentaires communes applicables aux FCR aux fins de la sécurité d'exploitation de la zone synchrone, sous la forme d'un ensemble de paramètres techniques et dans les plages prévues à l'article 15, paragraphe 2, point d), du règlement (UE) 2016/631 et aux articles 27 et 28 du règlement (UE) 2016/1388. Ces propriétés supplémentaires communes applicables aux FCR tiennent compte de la puissance installée et de la structure et du profil de la consommation et de la production de la zone synchrone. Les GRT appliquent une période transitoire pour l'introduction de propriétés supplémentaires, définie en consultation avec les fournisseurs de FCR concernés.
3. Afin d'assurer la sécurité d'exploitation, le GRT de raccordement des réserves a le droit de fixer des exigences supplémentaires pour les groupes fournissant des FCR, dans les plages prévues à l'article 15, paragraphe 2, point d), du règlement (UE) 2016/631 et aux articles 27 et 28 du règlement (UE) 2016/1388. Ces exigences supplémentaires sont fondées sur des motifs techniques tels que la distribution géographique des unités de production d'électricité ou des unités de consommation relevant d'un groupe fournissant des FCR. Le fournisseur de FCR veille à ce que la surveillance de l'activation des FCR des unités fournissant des FCR au sein d'un groupe fournissant des réserves soit possible.
4. Le GRT de raccordement des réserves a le droit, afin d'assurer la sécurité d'exploitation, d'exclure des groupes fournissant des FCR de la fourniture de telles réserves. Cette exclusion est fondée sur des motifs techniques tels que la distribution géographique des unités de production d'électricité ou des unités de consommation relevant d'un groupe fournissant des FCR.
5. Chaque unité fournissant des FCR et chaque groupe fournissant des FCR ont un seul GRT de raccordement des réserves.

6. Chaque unité fournissant des FCR et chaque groupe fournissant des FCR respectent les propriétés requises pour les FCR au tableau 1 de l'annexe V ainsi que les propriétés ou exigences supplémentaires spécifiées conformément aux paragraphes 2 et 3 et activent les FCR convenues à l'aide d'un régulateur proportionnel réagissant aux écarts de fréquence, ou, dans le cas de FCR activées par relais, sur la base d'une monotone de puissance-fréquence linéaire par morceaux. Ils sont capables d'activer les FCR dans les plages de fréquence spécifiées à l'article 13, paragraphe 1, du règlement (UE) 2016/631 de la Commission.
7. Chaque GRT de la zone synchrone CE veille à ce que la réponse combinée des FCR d'une zone RFP soit conforme aux exigences suivantes:
  - (a) l'activation des FCR n'est pas artificiellement retardée et débute dès que possible après un écart de fréquence;
  - (b) en cas d'écart de fréquence égal ou supérieur à 200 mHz, au moins 50 % de la pleine capacité FCR est fournie au plus tard après 15 secondes;
  - (c) en cas d'écart de fréquence égal ou supérieur à 200 mHz, 100 % de la pleine capacité FCR est fournie au plus tard après 30 secondes;
  - (d) en cas d'écart de fréquence égale ou supérieure à 200 mHz, l'activation de la pleine capacité FCR augmente au moins linéairement de 15 à 30 secondes; et
  - (e) en cas d'écart de fréquence inférieur à 200 mHz, la capacité FCR activée correspondante est au moins proportionnelle à celle visée aux points a) à d) et avec les mêmes délais.
8. Chaque GRT de raccordement des réserves surveille sa contribution au FCP et l'activation de ses FCR au regard de son obligation en matière de FCR, y compris les unités fournissant des FCR et les groupes fournissant des FCR. Chaque fournisseur de FCR met à la disposition du GRT de raccordement des réserves, pour chacune de ses unités fournissant des FCR et chacun de ses groupes fournissant des FCR, au moins les informations suivantes:
  - (a) le statut horodaté indiquant si les FCR sont activées ou non;
  - (b) les données horodatées relatives à la puissance active nécessaires pour vérifier l'activation des FCR, y compris la puissance active instantanée horodatée;
  - (c) le statisme du régulateur pour les unités de production d'électricité des types C et D, telles que définies à l'article 5 du règlement (UE) 2016/631 de la Commission, intervenant en tant qu'unités fournissant des FCR, ou son paramètre équivalent pour les groupes fournissant des FCR composés d'unités de production d'électricité des types A et/ou B, telles que définies à l'article 5 du règlement (UE) 2016/631 de la Commission, et/ou d'unités de consommation avec réglage de la puissance active par la participation active de la demande, telles que définies à l'article 28 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission.
9. Chaque fournisseur de FCR a le droit d'agrèger les données respectives correspondant à plusieurs unités fournissant des FCR si la puissance maximale des

unités agrégées est inférieure à 1,5 MW et s'il est possible de vérifier clairement l'activation des FCR.

10. À la demande du GRT de raccordement des réserves, le fournisseur de FCR met les informations visées au paragraphe 9 à disposition en temps réel, avec une résolution temporelle d'au moins 10 secondes.
11. À la demande du GRT de raccordement des réserves, et si cela est nécessaire aux fins de la vérification de l'activation des FCR, un fournisseur de FCR met à disposition les données visées au paragraphe 9 en ce qui concerne les installations techniques qui font partie de la même unité fournissant des FCR.

#### *Article 155*

##### *Processus de préqualification des FCR*

1. Dans les douze mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT met au point un processus de préqualification des FCR et rend publiques les modalités dudit processus.
2. Un fournisseur potentiel de FCR démontre au GRT de raccordement des réserves qu'il respecte les exigences techniques et les exigences supplémentaires en matière de disponibilité fixées à l'article 154, en exécutant avec succès le processus de préqualification des unités ou groupes susceptibles de fournir des FCR, décrit aux paragraphes 3 à 6 du présent article.
3. Un fournisseur potentiel de FCR présente une candidature formelle au GRT de raccordement des réserves, qui comporte les informations requises concernant les unités ou groupes susceptibles de fournir des FCR. Dans les 8 semaines à compter de la réception de la candidature, le GRT de raccordement des réserves fait savoir si la candidature est complète. Si le GRT de raccordement des réserves estime que la candidature est incomplète, le fournisseur de FCR potentiel soumet les informations complémentaires requises dans un délai de 4 semaines à compter de la réception de la demande d'informations complémentaires. Si le fournisseur potentiel de FCR ne fournit pas les informations demandées dans le délai susmentionné, la candidature est réputée retirée.
4. Dans les trois mois à compter de la confirmation indiquant que la candidature est complète, le GRT de raccordement des réserves évalue les informations fournies et décide si les unités ou groupes susceptibles de fournir des FCR satisfont aux critères de préqualification en tant que FCR. Le GRT de raccordement des réserves notifie sa décision au fournisseur potentiel de FCR.
5. Lorsque la conformité avec certaines exigences du présent règlement a déjà été vérifiée par le GRT de raccordement des réserves, il en sera tenu compte pour la préqualification.
6. La qualification des unités fournissant des FCR ou des groupes fournissant des FCR est réévaluée:
  - (a) au moins une fois tous les cinq ans;

- (b) en cas de modification des exigences techniques ou de celles en matière de disponibilité; et
- (c) en cas de modernisation de l'équipement lié à l'activation des FCR.

*Article 156*  
*Fourniture des FCR*

1. Chaque GRT assure la disponibilité d'au moins ses FCR correspondant à une obligation ayant fait l'objet d'un accord entre tous les GRT de la même zone synchrone conformément aux articles 153, 163, 173 et 174.
2. Tous les GRT d'une zone synchrone déterminent, au minimum sur une base annuelle, la dimension du facteur K de la zone synchrone, en tenant compte au moins des facteurs suivants:
  - (a) la capacité de réserve FCR divisée par l'écart de fréquence maximal en régime permanent;
  - (b) l'autorégulation de la production;
  - (c) l'autorégulation de la consommation, compte tenu de la contribution conformément aux articles 27 et 28 du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission;
  - (d) la réponse en fréquence des interconnexions HVDC visée à l'article 172; et
  - (e) l'activation du mode LFSM et du mode FSM conformément aux articles 13 et 15 du règlement (UE) 2016/631 de la Commission.
3. Tous les GRT d'une zone synchrone comportant plusieurs zones RFP déterminent, dans l'accord d'exploitation de zone synchrone, les parts du facteur K pour chaque zone RFP, au moins sur la base:
  - (a) des obligations initiales en matière de FCR;
  - (b) de l'autorégulation de la production;
  - (c) de l'autorégulation de la consommation;
  - (d) du couplage de la fréquence via HVDC entre zones synchrones;
  - (e) des échanges de FCR.
4. Un fournisseur de FCR garantit la disponibilité continue des FCR, sauf en cas d'indisponibilité fortuite d'une unité fournissant des FCR pendant la période durant laquelle elle est obligée de fournir des FCR.
5. Chaque fournisseur de FCR informe dès que possible son GRT de raccordement des réserves de tout changement concernant une partie ou la totalité de la disponibilité réelle de son unité fournissant des FCR et/ou de son groupe fournissant des FCR, pertinent au regard des résultats de la préqualification.

6. Chaque GRT veille à ce que, ou demande à ses fournisseurs de FCR de veiller à ce que la perte d'une unité fournissant des FCR ne mette pas en péril la sécurité d'exploitation, au moyen des actions suivantes:
  - (a) en limitant la part des FCR fournie par chaque unité fournissant des FCR à 5 % de la capacité de réserve FCR requise pour chacune des zones synchrones CE et pays nordiques entières;
  - (b) en excluant du processus de dimensionnement pour les zones synchrones GB, IE/NI et pays nordiques les FCR fournies par l'unité définissant l'incident de référence de la zone synchrone; et
  - (c) en remplaçant les FCR rendues indisponibles par une indisponibilité fortuite ou par l'indisponibilité d'une unité fournissant des FCR ou d'un groupe fournissant des FCR dès que cela est techniquement possible et conformément aux conditions définies par le GRT de raccordement des réserves.
7. Une unité fournissant des FCR ou un groupe fournissant des FCR disposant d'un réservoir d'énergie qui ne limite pas sa capacité de fourniture de FCR active ses FCR tant que l'écart de fréquence persiste. Dans le cas des zones synchrones GB et IE/NI, une unité fournissant des FCR ou un groupe fournissant des FCR disposant d'un réservoir d'énergie qui ne limite pas sa capacité de fourniture de FCR active ses FCR jusqu'à ce qu'elle/il active ses FRR, ou pendant la durée spécifiée dans l'accord de zone synchrone.
8. Une unité fournissant des FCR ou un groupe fournissant des FCR et disposant d'un réservoir d'énergie qui limite sa capacité de fourniture de FCR active ses FCR tant que l'écart de fréquence persiste, sauf si son réservoir d'énergie est épuisé dans le sens positif ou dans le sens négatif. Dans le cas des zones synchrones GB et IE/NI, une unité fournissant des FCR ou un groupe fournissant des FCR disposant d'un réservoir d'énergie qui limite sa capacité de fourniture de FCR active ses FCR jusqu'à ce qu'elle/il active ses FRR, ou pendant la durée spécifiée dans l'accord de zone synchrone.
9. Pour les zones synchrones CE et pays nordiques, chaque fournisseur de FCR veille à ce que les FCR provenant de ses unités ou groupes fournissant des FCR et disposant de réservoirs d'énergie limités soient disponibles en permanence lorsqu'elles sont en état normal. Dans le cas des zones synchrones CE et pays nordiques, à partir du passage en état d'alerte et durant l'état d'alerte, chaque fournisseur de FCR veille à ce que ses unités ou groupes fournissant des FCR et disposant de réservoirs d'énergie limités puissent activer complètement les FCR de manière continue pendant un laps de temps à définir en application des paragraphes 10 et 11. Lorsqu'aucune durée n'a été définie en application des paragraphes 10 et 11, chaque fournisseur de FCR veille à ce que ses unités ou groupes fournissant des FCR disposant de réservoirs d'énergie limités soient en mesure d'activer les FCR de manière continue pendant au moins 15 minutes ou, en cas d'écarts de fréquence inférieurs à la valeur requise pour l'activation complète des FCR, pendant une durée équivalente ou pendant une durée fixée par chaque GRT qui n'est pas supérieure à 30 minutes ni inférieure à 15 minutes.

10. Dans le cas des zones synchrones CE et pays nordiques, tous les GRT élaborent une proposition concernant la durée d'activation minimale que doivent assurer les fournisseurs de FCR. La durée fixée n'est pas supérieure à 30 minutes ni inférieure à 15 minutes. La proposition tient compte des résultats de l'analyse des coûts et bénéfices effectuée en application du paragraphe 11.
11. Dans les 6 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, les GRT des zones synchrones CE et pays nordiques proposent des hypothèses et une méthodologie en vue d'une analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte. Dans les 12 mois après l'approbation des hypothèses et de la méthodologie par toutes les autorités de régulation de la région concernée, les GRT des zones synchrones CE et pays nordiques soumettent les résultats de leur analyse des coûts et bénéfices aux autorités de régulation concernées, en suggérant une durée non supérieure à 30 minutes ni inférieure à 15 minutes. L'analyse des coûts et bénéfices tient compte au moins:
  - (a) de l'expérience acquise avec différentes durées et parts de technologies émergentes dans différents blocs RFP;
  - (b) de l'impact d'une durée définie sur le coût total des réserves FCR de la zone synchrone;
  - (c) de l'impact d'une durée définie sur les risques concernant la stabilité du réseau, en particulier en cas d'incidents de fréquence prolongés ou répétés;
  - (d) de l'impact sur les risques concernant la stabilité du réseau et le coût total des FCR en cas d'augmentation du volume total des FCR;
  - (e) de l'impact de l'évolution technologique sur les coûts des périodes de disponibilité des FCR provenant de leurs unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités.
12. Le fournisseur de FCR spécifie les limites du réservoir d'énergie de ses unités fournissant des FCR ou de ses groupes fournissant des FCR dans le cadre du processus de préqualification conformément à l'article 155.
13. Un fournisseur de FCR qui utilise des unités fournissant des FCR ou des groupes fournissant des FCR disposant d'un réservoir d'énergie qui limite leur capacité à fournir des FCR assure le renouvellement des réservoirs d'énergie dans le sens positif ou négatif conformément aux critères suivants:
  - (a) pour les zones synchrones GB et IE/NI, le fournisseur de FCR utilise les méthodes spécifiées dans l'accord d'exploitation de zone synchrone;
  - (b) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, le fournisseur de FCR assure le renouvellement des réservoirs d'énergie dès que possible, dans les deux heures après la fin de l'état d'alerte.

## **Titre 6**

### **Réserves de restauration de la fréquence**

*Article 157*  
*Dimensionnement des FRR*

1. Tous les GRT d'un bloc RFP fixent les règles de dimensionnement des FRR dans l'accord d'exploitation de bloc RFP.
2. Les règles de dimensionnement des FRR satisfont au minimum aux conditions suivantes:
  - (a) tous les GRT d'un bloc RFP au sein des zones synchrones CE et pays nordiques déterminent la capacité de réserve FRR requise pour le bloc RFP sur la base d'enregistrements historiques consécutifs comprenant au moins les valeurs historiques des déséquilibres du bloc RFP. L'échantillonnage de ces enregistrements historiques couvre au minimum le temps de restauration de la fréquence. La durée prise en compte pour ces enregistrements est représentative et couvre au minimum une année complète se terminant moins de 6 mois avant la date du calcul;
  - (b) tous les GRT d'un bloc RFP au sein des zones synchrones CE et pays nordiques déterminent quelle est la capacité de réserve FRR du bloc RFP suffisante pour respecter les paramètres cibles du FRCE en vigueur fixés à l'article 128 pour la durée visée au point a), au moins sur la base d'une méthodologie probabiliste. Lorsqu'ils appliquent cette méthodologie probabiliste, les GRT tiennent compte des restrictions définies dans les accords pour le partage ou l'échange de réserves appliquées en cas de violation de la sécurité d'exploitation et des exigences en matière de disponibilité des FRR. Tous les GRT d'un bloc RFP tiennent compte de toute modification significative attendue dans la répartition des déséquilibres du bloc RFP ou tiennent compte d'autres facteurs d'influence pertinents relatifs à la durée considérée;
  - (c) tous les GRT d'un bloc RFP déterminent le ratio de FRR automatiques, de FRR manuelles, le temps d'activation complète des FRR automatiques et le temps d'activation complète des FRR manuelles. À cette fin, le temps d'activation complète des FRR automatiques d'un bloc RFP et le temps d'activation complète des FRR manuelles d'un bloc RFP n'est pas plus long que le temps de restauration de la fréquence;
  - (d) les GRT d'un bloc RFP déterminent la taille de l'incident de dimensionnement, qui est le déséquilibre le plus élevé qui peut résulter d'une modification instantanée de la puissance active d'une seule unité de production d'électricité, d'une seule installation de consommation ou d'une seule interconnexion HVDC, ou du déclenchement d'une ligne en courant alternatif au sein du bloc RFP;
  - (e) tous les GRT d'un bloc RFP déterminent la capacité de réserve FRR positive, qui n'est pas inférieure à l'incident de dimensionnement positif du bloc RFP;
  - (f) tous les GRT d'un bloc RFP déterminent la capacité de réserve FRR négative, qui n'est pas inférieure à l'incident de dimensionnement négatif du bloc RFP;
  - (g) tous les GRT d'un bloc RFP déterminent la capacité de réserve FRR d'un bloc RFP, toute limitation géographique éventuelle pour leur distribution au sein du

bloc RFP et toute limitation géographique éventuelle pour tout échange ou partage de réserves avec les autres blocs RFP, aux fins de la conformité avec les limites de sécurité d'exploitation;

- (h) tous les GRT d'un bloc RFP veillent à ce que la capacité de réserve FRR positive ou une combinaison des capacités de réserve FRR et RR soit suffisante pour couvrir les déséquilibres positifs du bloc RFP durant au moins 99 % du temps, sur la base des enregistrements historiques visés au point a);
- (i) tous les GRT d'un bloc RFP veillent à ce que la capacité de réserve FRR négative ou une combinaison des capacités de réserve FRR et RR soit suffisante pour couvrir les déséquilibres négatifs du bloc RFP durant au moins 99 % du temps, sur la base des enregistrements historiques visés au point a);
- (j) tous les GRT d'un bloc RFP peuvent réduire la capacité de réserve FRR positive du bloc RFP résultant du processus de dimensionnement des FRR, moyennant la conclusion d'un accord sur le partage des FRR avec les autres blocs RFP conformément aux dispositions du titre 8. Les exigences suivantes s'appliquent audit accord:
  - (i) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, la réduction de la capacité de réserve FRR positive d'un bloc RFP est limitée à la différence, si elle est positive, entre la taille de l'incident de dimensionnement positif et la capacité de réserve FRR requise pour couvrir les déséquilibres positifs du bloc RFP durant 99 % du temps, sur la base des enregistrements historiques visés au point a). La réduction de la capacité de réserve positive ne dépasse pas 30 % de la taille de l'incident de dimensionnement positif;
  - (ii) pour les zones synchrones GB et IE/NI, la capacité de réserve FRR positive et le risque d'un défaut de fourniture dû au partage sont évalués en permanence par les GRT du bloc RFP;
- (k) tous les GRT d'un bloc RFP peuvent réduire la capacité de réserve FRR négative du bloc RFP résultant du processus de dimensionnement des FRR, moyennant la conclusion d'un accord sur le partage des FRR avec les autres blocs RFP conformément aux dispositions du titre 8. Les exigences suivantes s'appliquent audit accord:
  - (i) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, la réduction de la capacité de réserve FRR négative d'un bloc RFP est limitée à la différence, si elle est positive, entre la taille de l'incident de dimensionnement négatif et la capacité de réserve FRR requise pour couvrir les déséquilibres négatifs du bloc RFP durant 99 % du temps, sur la base des enregistrements historiques visés au point a);
  - (ii) pour les zones synchrones GB et IE/NI, la capacité de réserve FRR négative et le risque d'un défaut de fourniture dû au partage sont évalués en permanence par les GRT du bloc RFP.

3. Tous les GRT d'un bloc RFP dans lequel opèrent plusieurs GRT définissent, dans l'accord d'exploitation de bloc RFP, la répartition spécifique des responsabilités entre

les GRT des zones RFP au regard de l'exécution des obligations établies au paragraphe 2.

4. Tous les GRT d'un bloc RFP disposent d'une capacité de réserve FRR suffisante à tout moment conformément aux règles de dimensionnement des FRR. Les GRT d'un bloc RFP spécifient dans l'accord d'exploitation de bloc RFP une procédure d'escalade pour les cas où il existe un risque sévère d'insuffisance de la capacité de réserve FRR dans le bloc RFP.

#### *Article 158*

#### *Exigences techniques minimales en matière de FRR*

1. Les exigences techniques minimales en matière de FRR sont les suivantes:
  - (a) chaque unité fournissant des FRR et chaque groupe fournissant des FRR ne sont raccordés qu'à un seul GRT de raccordement des réserves;
  - (b) une unité fournissant des FRR ou un groupe fournissant des FRR active ses FRR conformément à la consigne reçue de la part du GRT ordonnant l'activation des réserves;
  - (c) le GRT ordonnant l'activation des réserves est le GRT de raccordement des réserves ou un GRT désigné par ce dernier dans un accord sur l'échange de FRR conforme à l'article 165, paragraphe 3, ou à l'article 171, paragraphe 4;
  - (d) le délai d'activation des FRR automatiques pour une unité fournissant des FRR ou un groupe fournissant des FRR n'est pas supérieur à 30 secondes;
  - (e) un fournisseur de FRR veille à ce que l'activation des FRR par les unités fournissant des FRR au sein d'un groupe fournissant des réserves puisse être surveillée. À cette fin, le fournisseur de FRR est capable de fournir au GRT de raccordement des réserves et au GRT ordonnant l'activation des réserves des mesures en temps réel du point de raccordement ou d'un autre point d'interaction convenu avec le GRT de raccordement des réserves en ce qui concerne les éléments suivants:
    - (i) la production de puissance active programmée horodatée;
    - (ii) la production de puissance active instantanée horodatée pour:
      - chaque unité fournissant des FRR;
      - chaque groupe fournissant des FRR; et
      - chaque unité de production d'électricité ou unité de consommation d'un groupe fournissant des FRR ayant une production de puissance active maximale supérieure ou égale à 1,5 MW;
  - (f) une unité fournissant des FRR ou un groupe fournissant des FRR en ce qui concerne les FRR automatiques est capable d'activer sa capacité de réserve FRR automatiques complète dans le temps d'activation complète des FRR automatiques;

- (g) une unité fournissant des FRR ou un groupe fournissant des FRR en ce qui concerne les FRR manuelles est capable d'activer sa capacité de réserve FRR manuelles complète dans le temps d'activation complète des FRR manuelles;
  - (h) un fournisseur FRR satisfait aux exigences de disponibilité des FRR; et
  - (i) une unité fournissant des FRR ou un groupe fournissant des FRR satisfait aux exigences relatives à la valeur de rampe du bloc RFP.
2. Tous les GRT d'un bloc RFP spécifient les exigences de disponibilité des FRR et les exigences en matière de qualité du réglage des unités fournissant des FRR et des groupes fournissant des FRR pour leur bloc RFP dans l'accord d'exploitation de bloc RFP, conformément à l'article 119.
  3. Le GRT de raccordement des réserves adopte les exigences techniques applicables au raccordement des unités fournissant des FRR et des groupes fournissant des FRR, en vue d'assurer la fourniture sûre et fiable des FRR.
  4. Chaque fournisseur de FRR:
    - (a) veille à ce que ses unités fournissant des FRR et ses groupes fournissant des FRR satisfassent aux exigences techniques minimales, aux exigences de disponibilité des FRR et aux exigences relatives à la valeur de rampe établies aux paragraphes 1 à 3; et
    - (b) informe dès que possible son GRT ordonnant l'activation des réserves de toute réduction de la disponibilité réelle de son unité fournissant des FRR ou de son groupe fournissant des FRR ou d'une partie de ce dernier.
  5. Chaque GRT ordonnant l'activation des réserves contrôle la conformité de ses unités fournissant des FRR et de ses groupes fournissant des FRR avec les exigences techniques minimales applicables aux FRR visées au paragraphe 1, avec les exigences de disponibilité des FRR visées au paragraphe 2, avec les exigences relatives à la valeur de rampe visées au paragraphe 1 et avec les exigences applicables au raccordement visées au paragraphe 3.

#### *Article 159*

##### *Processus de préqualification des FRR*

1. Dans les 12 mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT met au point un processus de préqualification des FRR, dont il précise et rend publiques les modalités.
2. Un fournisseur potentiel de FRR démontre au GRT de raccordement des réserves ou au GRT désigné par ce dernier dans l'accord sur l'échange de FRR qu'il satisfait aux exigences techniques minimales applicables aux FRR visées à l'article 158, paragraphe 1, aux exigences de disponibilité des FRR visées à l'article 158, paragraphe 2, aux exigences relatives à la valeur de rampe visées à l'article 158, paragraphe 1, et aux exigences applicables au raccordement visées à l'article 158, paragraphe 3, en exécutant avec succès le processus de préqualification des unités ou

groupes susceptibles de fournir des FRR, décrit aux paragraphes 3 à 6 du présent article.

3. Un fournisseur potentiel de FRR présente une demande formelle au GRT de raccordement des réserves concerné ou au GRT désigné, qui comporte les informations requises concernant les unités ou groupes susceptibles de fournir des FRR. Dans les 8 semaines à compter de la réception de la demande, le GRT de raccordement des réserves ou le GRT désigné fait savoir si la demande est complète. Si le GRT de raccordement des réserves ou le GRT désigné estime que la demande est incomplète, il sollicite des informations complémentaires que le fournisseur potentiel de FRR soumet dans un délai de 4 semaines à compter de la réception de la demande. Si le fournisseur de FRR potentiel ne fournit pas les informations souhaitées dans le délai susmentionné, la demande est réputée retirée.
4. Dans les 3 mois après que le GRT de raccordement des réserves ou le GRT désigné a confirmé que la demande était complète, il évalue les informations fournies et décide si les unités ou groupes susceptibles de fournir des FRR satisfont aux critères de préqualification comme FRR. Le GRT de raccordement des réserves ou le GRT désigné notifie sa décision au fournisseur potentiel de FRR.
5. La qualification des unités ou des groupes fournissant des FRR par le GRT de raccordement des réserves ou le GRT désigné est valable pour tout le bloc RFP.
6. La qualification des unités fournissant des FRR ou des groupes fournissant des FRR est réévaluée:
  - (a) au moins une fois tous les cinq ans; et
  - (b) en cas de modification des exigences techniques ou de celles en matière de disponibilité.
7. Afin d'assurer la sécurité d'exploitation, le GRT de raccordement des réserves a le droit d'empêcher des groupes fournissant des FRR de fournir des FRR, sur la base d'arguments techniques tels que la répartition géographique des unités de production d'électricité ou des unités de consommation faisant partie d'un groupe fournissant des FRR.

## **Titre 7** **Réserves de remplacement**

### *Article 160* *Dimensionnement des RR*

1. Tous les GRT d'un bloc RFP ont le droit de mettre en œuvre un processus de réserve de remplacement.
2. Afin de se conformer aux paramètres cibles du FRCE visés à l'article 128, tous les GRT d'un bloc RFP faisant l'objet d'un RRP qui mettent en œuvre un processus combiné de dimensionnement des FRR et des RR afin de se conformer aux exigences

de l'article 157, paragraphe 2, définissent les règles de dimensionnement dans un accord d'exploitation du bloc RFP.

3. Les règles de dimensionnement des RR comprennent au minimum les exigences suivantes:
  - (a) pour les zones synchrones pays nordiques et CE, il existe une capacité de réserve RR positive suffisante pour reconstituer le volume requis de FRR positives. Pour les zones synchrones GB et IE/NI, il existe une capacité de réserve RR positive suffisante pour reconstituer le volume requis de FCR et FRR positives;
  - (b) pour les zones synchrones pays nordiques et CE, il existe une capacité de réserve négative suffisante en RR pour reconstituer le volume requis de FRR négatives. Pour les zones synchrones GB et IE/NI, il existe une capacité de réserve RR négative suffisante pour reconstituer le volume requis de FCR et de FRR négatives;
  - (c) il existe une capacité de réserve RR suffisante, quand elle est prise en compte pour dimensionner la capacité de réserve FRR afin de respecter l'objectif de qualité du FRCE pour la période considérée; et
  - (d) la conformité avec la sécurité d'exploitation au sein d'un bloc RFP est assurée lorsqu'est déterminée la capacité de réserve RR.
4. Tous les GRT d'un bloc RFP peuvent réduire la capacité de réserve RR positive du bloc RFP résultant du processus de dimensionnement des RR, moyennant l'établissement d'un accord sur le partage des RR, pour cette capacité de réserve RR positive, avec les autres blocs RFP conformément aux dispositions du titre 8 de la partie IV. Le GRT destinataire de la capacité de réglage limite la réduction de sa capacité de réserve RR positive afin:
  - (a) de garantir qu'il peut encore atteindre ses paramètres cibles de FRCE énoncés à l'article 128;
  - (b) de préserver la sécurité d'exploitation; et
  - (c) de garantir que la réduction de la capacité de réserve RR positive ne dépasse pas la capacité de réserve RR positive restante du bloc RFP.
5. Tous les GRT d'un bloc RFP peuvent réduire la capacité de réserve RR négative du bloc RFP résultant du processus de dimensionnement des RR, moyennant l'établissement d'un accord sur le partage des RR, pour cette capacité de réserve RR négative, avec les autres blocs RFP conformément aux dispositions du titre 8 de la partie IV. Le GRT destinataire de la capacité de réglage limite la réduction de sa capacité de réserve RR négative afin:
  - (a) de garantir qu'il peut encore atteindre ses paramètres cibles de FRCE énoncés à l'article 128;
  - (b) de préserver la sécurité d'exploitation; et

- (c) de garantir que la réduction de la capacité de réserve RR négative ne dépasse pas la capacité de réserve négative RR restante du bloc RFP.
6. Lorsqu'un bloc RFP est exploité par plusieurs GRT et que le processus est nécessaire pour le bloc RFP, tous les GRT de ce bloc RFP spécifient dans l'accord d'exploitation du bloc RFP la répartition des responsabilités entre les GRT des différentes zones RFP pour l'application des règles de dimensionnement visées au paragraphe 3.
7. Un GRT dispose à tout moment d'une capacité de réserve RR suffisante, conformément aux règles de dimensionnement. Les GRT d'un bloc RFP spécifient dans l'accord d'exploitation de bloc RFP une procédure d'escalade pour les cas où il existe un risque grave d'insuffisance de la capacité de réserve RR dans le bloc RFP.

### *Article 161*

#### *Exigences techniques minimales en matière de RR*

1. Les unités et groupes fournissant des RR satisfont aux exigences techniques minimales suivantes:
- (a) raccordement à un seul GRT de raccordement des réserves;
  - (b) activation des RR en fonction de la valeur de consigne reçue du GRT ordonnant l'activation des réserves;
  - (c) le GRT ordonnant l'activation des réserves est le GRT de raccordement des réserves ou un GRT désigné par ce dernier dans l'accord sur l'échange de RR conforme à l'article 165, paragraphe 3, ou à l'article 171, paragraphe 4;
  - (d) activation de la totalité de la capacité de réserve RR dans le délai d'activation défini par le GRT ordonnant l'activation;
  - (e) désactivation des RR en fonction de la valeur de consigne reçue du GRT ordonnant l'activation des réserves;
  - (f) un fournisseur de réserves RR veille à ce que l'activation des RR par les unités fournissant des réserves RR au sein d'un groupe fournissant des réserves puisse être surveillée. À cette fin, le fournisseur de RR est capable de fournir au GRT de raccordement des réserves et au GRT ordonnant l'activation des réserves des mesures en temps réel du point de raccordement ou d'un autre point d'interaction convenu avec le GRT de raccordement des réserves en ce qui concerne les éléments suivants:
    - (i) la production de puissance active programmée horodatée pour chaque unité ou groupe fournissant des RR et pour chaque unité de production d'électricité ou unité de consommation d'un groupe fournissant des RR, la production maximale de puissance active étant supérieure ou égale à 1,5 MW;
    - (ii) la production de puissance active instantanée horodatée pour chaque unité et groupe fournissant des RR et pour chaque unité de production d'électricité ou unité de consommation d'un groupe fournissant des RR,

la production maximale de puissance active étant supérieure ou égale à 1,5 MW;

- (g) le respect des exigences en matière de disponibilité des RR.
- 2. Tous les GRT d'un bloc RFP spécifient dans l'accord d'exploitation de bloc RFP les exigences de disponibilité des RR et les exigences en matière de qualité du réglage des unités et des groupes fournissant des RR dans leur bloc RFP.
- 3. Le GRT de raccordement des réserves adopte, dans la description du processus de préqualification, les exigences techniques applicables au raccordement des unités fournissant des RR et des groupes fournissant des RR, en vue d'assurer la fourniture sûre et fiable des RR.
- 4. Chaque fournisseur de RR:
  - (a) veille à ce que ses unités fournissant des RR et ses groupes fournissant des RR satisfassent aux exigences techniques minimales et aux exigences de disponibilité des RR visées aux paragraphes 1 à 3; et
  - (b) informe dès que possible son GRT ordonnant l'activation des réserves de toute réduction de la disponibilité réelle ou de toute indisponibilité fortuite de son unité fournissant des RR ou de son groupe fournissant des RR ou d'une partie de ce dernier.
- 5. Chaque GRT ordonnant l'activation des réserves veille au respect des exigences techniques applicables aux RR, des exigences de disponibilité des RR et des exigences en matière de raccordement visées dans le présent article eu égard aux unités et aux groupes fournissant des RR.

#### *Article 162*

##### *Processus de préqualification des RR*

- 1. Chaque GRT d'un bloc RFP qui a mis en œuvre un RRP définit un processus de préqualification des RR dans les 12 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, en clarifie les modalités et les rend publiques.
- 2. Un fournisseur potentiel de RR démontre au GRT de raccordement des réserves ou au GRT désigné par ce dernier dans l'accord sur l'échange de RR qu'il satisfait aux exigences techniques minimales applicables aux RR, aux exigences en matière de disponibilité des RR et aux exigences applicables au raccordement visées à l'article 161, en exécutant avec succès le processus de préqualification des unités ou groupes susceptibles de fournir des RR, décrit aux paragraphes 3 à 6.
- 3. Un fournisseur potentiel de RR présente une demande formelle au GRT de raccordement des réserves concerné ou au GRT désigné, qui comporte les informations requises concernant les unités ou groupes susceptibles de fournir des RR. Dans les 8 semaines à compter de la réception de la demande, le GRT de raccordement des réserves ou le GRT désigné confirme que la demande est complète. Si le GRT de raccordement des réserves ou le GRT désigné estime que la demande est incomplète, le fournisseur potentiel de RR soumet les informations

complémentaires requises dans un délai de 4 semaines à compter de la réception de la demande d'informations complémentaires. Si le fournisseur de RR potentiel ne fournit pas les informations demandées dans le délai susmentionné, la demande est réputée retirée.

4. Dans les trois mois qui suivent la confirmation de l'exhaustivité de la demande, le GRT de raccordement des réserves évalue les informations fournies et décide si les unités ou groupes susceptibles de fournir des RR satisfont aux critères de préqualification pour RR. Le GRT de raccordement des réserves ou le GRT désigné notifie sa décision au fournisseur potentiel de RR.
5. La qualification des unités ou groupes fournisseurs de RR est réévaluée:
  - (a) au moins une fois tous les cinq ans; et
  - (b) en cas de modification des exigences techniques ou de celles en matière de disponibilité.
6. Afin d'assurer la sécurité d'exploitation, le GRT de raccordement des réserves a le droit d'empêcher des groupes fournisseurs de RR de fournir des RR, sur la base d'arguments techniques tels que la distribution géographique des unités de production d'électricité ou des unités de consommation formant un groupe fournisseurs de RR.

## **Titre 8**

### **Échange et partage des réserves**

#### **Chapitre 1**

##### **Échange et partage des réserves au sein d'une zone synchrone**

###### *Article 163*

###### *Échange de FCR au sein d'une zone synchrone*

1. Tous les GRT participant à l'échange de FCR au sein d'une zone synchrone satisfont aux exigences des paragraphes 2 à 9. L'échange de FCR implique un transfert d'une obligation de FCR du GRT destinataire des réserves vers le GRT de raccordement des réserves pour la capacité de réserve FCR correspondante.
2. Tous les GRT participant à l'échange de FCR au sein d'une zone synchrone respectent les limites et les exigences applicables à l'échange de FCR au sein d'une zone synchrone spécifiées au tableau 1 de l'annexe VI.
3. En cas d'échange de FCR, le GRT de raccordement des réserves et le GRT destinataire des réserves le notifient, conformément à l'article 150.
4. Tout GRT de raccordement des réserves, GRT destinataire des réserves ou GRT affecté participant à l'échange de FCR peut refuser l'échange de FCR lorsqu'il en

résulterait des flux de puissance enfreignant les limites de sécurité d'exploitation lors de l'activation de la capacité de réserve FCR faisant l'objet de l'échange de FCR.

5. Chaque GRT affecté vérifie que sa marge de fiabilité, établie conformément à l'article 22 du règlement (UE) 2015/1222, est suffisante pour la prise en charge des flux de puissance résultant de l'activation de la capacité de réserve FCR faisant l'objet de l'échange de FCR.
6. Tous les GRT d'une zone RFP ajustent les paramètres de leur calcul du FRCE afin de tenir compte de l'échange de FCR.
7. Le GRT de raccordement des réserves est responsable des exigences visées aux articles 154 et 156 en ce qui concerne la capacité de réserve FCR faisant l'objet de l'échange de FCR.
8. L'unité ou le groupe fournissant des FCR est responsable envers son GRT de raccordement des réserves en ce qui concerne l'activation des FCR.
9. Les GRT concernés veillent à ce que l'échange de FCR n'empêche aucun GRT de satisfaire aux exigences de l'article 156 en matière de réserves.

#### *Article 164*

##### *Partage de FCR au sein d'une zone synchrone*

Les GRT ne partagent pas de FCR avec les autres GRT de leur zone synchrone pour s'acquitter de leur obligation en matière de FCR ni pour réduire le volume total de FCR de la zone synchrone, conformément à l'article 153.

#### *Article 165*

##### *Exigences générales applicables à l'échange de FRR et de RR au sein d'une zone synchrone*

1. Tous les GRT d'une zone synchrone définissent dans l'accord d'exploitation de la zone synchrone les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves, du GRT destinataire des réserves et du GRT affecté dans le cadre de l'échange de FRR et/ou de RR.
2. Lorsqu'un échange de FRR/RR a lieu, le GRT de raccordement des réserves et le GRT destinataire des réserves notifient cet échange, conformément aux exigences de notification fixées à l'article 150.
3. Les GRT de raccordement des réserves ou destinataires des réserves participant à l'échange de FRR/RR spécifient dans un accord d'échange de FRR ou de RR leurs rôles et leurs responsabilités, notamment:
  - (a) la responsabilité du GRT ordonnant l'activation des réserves en ce qui concerne la capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet de l'échange;
  - (b) le volume de capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet de l'échange;
  - (c) la mise en œuvre du processus d'activation transfrontalière des FRR/RR, conformément aux articles 147 et 148;

- (d) les exigences techniques minimales applicables aux FRR/RR en ce qui concerne le processus d'activation transfrontalière lorsque le GRT de raccordement des réserves n'est pas le GRT ordonnant l'activation des réserves;
  - (e) la mise en œuvre de la préqualification des FRR/RR pour la capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet de l'échange, conformément aux articles 159 et 162;
  - (f) la responsabilité concernant la surveillance du respect des exigences techniques applicables aux FRR/RR et des exigences de disponibilité des FRR/RR pour la capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet de l'échange conformément à l'article 158, paragraphe 5, et à l'article 161, paragraphe 5; et
  - (g) les procédures visant à garantir que l'échange de FRR/RR ne donne pas lieu à des flux de puissance enfreinant les limites de sécurité d'exploitation.
4. Tout GRT de raccordement des réserves, GRT destinataire des réserves ou GRT affecté participant à l'échange de FRR ou de RR peut refuser l'échange visé au paragraphe 2 lorsqu'il en résulterait des flux de puissance dépassant les limites de sécurité d'exploitation lors de l'activation de la capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet de l'échange.
  5. Les GRT concernés veillent à ce que l'échange de FRR/RR n'empêche aucun GRT de satisfaire aux exigences définies dans les règles de dimensionnement des FRR et RR énoncées aux articles 157 et 160.
  6. Tous les GRT d'un bloc RFP définissent dans l'accord d'exploitation de la zone synchrone les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves, du GRT destinataire des réserves et du GRT affecté dans le cadre de l'échange de FRR et/ou de RR avec les GRT d'autres blocs RFP.

#### *Article 166*

##### *Exigences générales applicables au partage de FRR et de RR au sein d'une zone synchrone*

1. Tous les GRT d'une zone synchrone définissent dans l'accord d'exploitation de la zone synchrone les rôles et les responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté dans le cadre du partage de FRR/RR.
2. Lorsqu'un partage de FRR/RR a lieu, le GRT fournisseur de la capacité de réglage et le GRT destinataire de la capacité de réglage notifient ce partage en application des exigences de notification de l'article 150.
3. Le GRT fournisseur de la capacité de réglage et le GRT destinataire de la capacité de réglage participant au partage de FRR/RR spécifient dans un accord de partage de FRR ou de RR leurs rôles et leurs responsabilités, notamment:
  - (a) le volume de capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet du partage;
  - (b) la mise en œuvre du processus d'activation transfrontalière des FRR/RR conformément aux articles 147 et 148;

- (c) les procédures visant à garantir que l'activation de la capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet du partage ne donne pas lieu à des flux de puissance enfreignant les limites de sécurité d'exploitation.
4. Tout GRT fournisseur de la capacité de réglage, GRT destinataire de la capacité de réglage ou GRT affecté participant au partage de FRR/RR peut refuser le partage lorsqu'il en résulterait des flux de puissance enfreignant les limites de sécurité d'exploitation lors de l'activation de la capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet du partage.
  5. En cas de partage de FRR/RR, le GRT fournisseur de la capacité de réglage met à disposition du GRT destinataire de la capacité de réglage une part de sa propre capacité de réserve FRR et RR requise pour satisfaire aux exigences en matière de FRR et/ou de RR en application des règles de dimensionnement des FRR/RR énoncées aux articles 157 et 160. Le GRT fournissant la capacité de réglage peut être:
    - (a) le GRT ordonnant l'activation des réserves en ce qui concerne la capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet du partage; ou
    - (b) le GRT ayant accès à sa capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet du partage dans le cadre d'un processus d'activation transfrontalière mis en œuvre au titre d'un accord d'échange de FRR/RR.
  6. Chaque GRT destinataire de la capacité de réglage est responsable du traitement des incidents et des déséquilibres lorsque la capacité de réserve FRR et la capacité de réserve RR faisant l'objet du partage sont indisponibles du fait:
    - (a) de restrictions à la fourniture de la restauration de la fréquence ou à l'ajustement du programme de réglage en lien avec la sécurité d'exploitation; et
    - (b) d'une utilisation partielle ou complète de la capacité de réserve FRR et RR par le GRT fournisseur de la capacité de réglage.
  7. Tous les GRT d'un bloc RFP définissent dans l'accord d'exploitation du bloc RFP les rôles et les responsabilités du GRT fournissant la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté pour le partage de FRR et/ou de RR avec les GRT d'autres blocs RFP.

*Article 167*  
*Échange de FRR au sein d'une zone synchrone*

Tous les GRT d'une zone synchrone comportant plusieurs blocs RFP participant à l'échange de FRR au sein de cette zone synchrone satisfont aux exigences et respectent les limites applicables à l'échange de FRR figurant au tableau 1 de l'annexe VII.

*Article 168*  
*Partage de FRR au sein d'une zone synchrone*

Chaque GRT d'un bloc RFP a le droit de partager des FRR avec d'autres blocs RFP de sa zone synchrone en conformité avec les limites fixées dans les règles de dimensionnement des FRR à l'article 157, paragraphe 1, et conformément à l'article 166.

*Article 169*  
*Échange de RR au sein d'une zone synchrone*

Tous les GRT d'une zone synchrone comportant plusieurs blocs RFP participant à l'échange de RR au sein de cette zone synchrone satisfont aux exigences et respectent les limites applicables à l'échange de RR figurant au tableau 1 de l'annexe VIII.

*Article 170*  
*Partage de RR au sein d'une zone synchrone*

Chaque GRT d'un bloc RFP a le droit de partager des RR avec d'autres blocs RFP de sa zone synchrone en conformité avec les limites fixées dans les règles de dimensionnement des RR à l'article 160, paragraphes 4 et 5, et conformément à l'article 166.

## **Chapitre 2**

### **Échange et partage de réserves entre zones synchrones**

*Article 171*  
*Exigences générales*

1. Chaque exploitant et/ou propriétaire d'une interconnexion HVDC qui relie des zones synchrones fournit aux GRT raccordés la capacité d'effectuer l'échange et le partage de FCR, FRR et RR si cette technologie est installée.
2. Tous les GRT de la zone synchrone spécifient, dans l'accord d'exploitation de zone synchrone, les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves, du GRT destinataire des réserves et du GRT affecté, ainsi que, pour le partage des réserves entre zones synchrones, du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté.
3. Le GRT de raccordement des réserves et le GRT destinataire des réserves ou le GRT fournisseur de la capacité de réglage et le GRT destinataire de la capacité de réglage notifie l'échange ou le partage des FCR, FRR ou RR conformément à l'article 150.

4. Le GRT de raccordement des réserves ou le GRT destinataire des réserves participant à l'échange de réserves spécifient dans un accord d'échange leurs rôles et leurs responsabilités, notamment:
  - (a) la responsabilité du GRT ordonnant l'activation des réserves en ce qui concerne la capacité de réserve faisant l'objet de l'échange;
  - (b) le volume de la capacité de réserve faisant l'objet de l'échange;
  - (c) la mise en œuvre du processus d'activation transfrontalière des FRR/RR conformément aux articles 147 et 148;
  - (d) la mise en œuvre de la préqualification pour la capacité de réserve faisant l'objet de l'échange conformément aux articles 155, 159 et 162;
  - (e) la responsabilité concernant la surveillance du respect des exigences techniques et des exigences de disponibilité applicables à la capacité de réserve faisant l'objet de l'échange conformément à l'article 158, paragraphe 5, et à l'article 161, paragraphe 5; et
  - (f) les procédures visant à garantir que l'échange de réserves ne donne pas lieu à des flux de puissance enfreinant les limites de sécurité d'exploitation.
  
5. Le GRT fournisseur de la capacité de réglage et le GRT destinataire de la capacité de réglage participant au partage des réserves spécifient leurs rôles et leurs responsabilités dans un accord de partage, notamment en ce qui concerne:
  - (a) le volume de la capacité de réserve faisant l'objet du partage;
  - (b) la mise en œuvre du processus d'activation transfrontalière des FRR/RR conformément aux articles 147 et 148; et
  - (c) les procédures visant à garantir que le partage de réserves ne donne pas lieu à des flux de puissance enfreinant les limites de sécurité d'exploitation.
  
6. Le GRT de raccordement des réserves et le GRT destinataire des réserves dans le cadre de l'échange de réserves ou le GRT fournisseur de la capacité de réglage et le GRT destinataire de la capacité de réglage participant au partage de réserves élaborent et adoptent un accord d'exploitation et de coordination HVDC avec les propriétaires et/ou les exploitants d'interconnexions HVDC ou avec des entités juridiques composés de propriétaires et/ou d'exploitants d'interconnexions HVDC, portant notamment sur:
  - (a) les interactions pour toutes les échéances, y compris pour la planification et l'activation;
  - (b) le facteur de sensibilité MW/Hz, la fonction de réponse linéarité/dynamique ou statique/par paliers de chaque interconnexion HVDC raccordant des zones synchrones; et
  - (c) la part/l'interaction de ces fonctions sur les voies HVDC multiples entre les zones synchrones.

7. Tout GRT de raccordement des réserves, GRT destinataire de réserve, GRT fournisseur de la capacité de réglage, GRT destinataire de la capacité de réglage ou GRT affecté participant à l'échange ou au partage de réserves peut refuser l'échange ou le partage de réserves lorsque cela aboutirait à des flux de puissance enfreinant les limites de sécurité d'exploitation lors de l'activation de la capacité de réserve faisant l'objet de l'échange ou du partage.
8. Les GRT participant veillent à ce que l'échange de réserves entre zones synchrones n'empêche aucun GRT de satisfaire aux exigences applicables aux réserves énoncées aux articles 153, 157 et 160.
9. Le GRT de raccordement des réserves, le GRT destinataire des réserves ainsi que le GRT fournisseur de la capacité de réglage et le GRT destinataire de la capacité de réglage spécifient dans un accord d'échange ou de partage les procédures applicables lorsque l'échange ou le partage de réserves entre zones synchrones ne peut être exécuté en temps réel.

#### *Article 172*

##### *Couplage de fréquence entre zones synchrones*

1. Tous les GRT des zones synchrones raccordées par une interconnexion HVDC ont le droit de mettre en œuvre un processus de couplage de fréquence afin de fournir une réponse coordonnée aux variations de fréquence. Le processus de couplage de fréquence peut être utilisé par les GRT pour permettre l'échange et/ou le partage de FCR entre zones synchrones.
2. Tous les GRT de chacune des zones synchrones spécifient la conception technique du processus de couplage de fréquence dans l'accord d'exploitation de zone synchrone. Le processus de couplage de la fréquence tient compte:
  - (a) de l'impact opérationnel entre les zones synchrones;
  - (b) de la stabilité du FCP de la zone synchrone;
  - (c) la capacité des GRT de la zone synchrone à se conformer aux paramètres cibles de qualité de la fréquence définis conformément à l'article 127; et
  - (d) la sécurité d'exploitation.
3. Chaque exploitant d'interconnexion HVDC règle le flux de puissance active transitant par l'interconnexion HVDC conformément au processus de couplage de la fréquence en cours.

#### *Article 173*

##### *Échange de FCR entre zones synchrones*

1. Tous les GRT d'une zone synchrone participant à un processus de couplage de la fréquence ont le droit d'utiliser le processus d'échange de FCR pour échanger des FCR entre zones synchrones.

2. Tous les GRT des zones synchrones participant à l'échange de FCR entre zones synchrones organisent cet échange d'une façon qui permet aux GRT d'une même zone synchrone de recevoir d'une autre zone synchrone une part de la capacité totale de réserve FCR requise pour leur zone synchrone en application de l'article 153.
3. La part de la capacité totale de réserve FCR requise pour la zone synchrone où elle est échangée est fournie à la seconde zone synchrone en plus de la capacité totale de réserve FCR requise pour cette seconde zone synchrone conformément à l'article 153.
4. Tous les GRT de la zone synchrone fixent dans l'accord d'exploitation de zone synchrone les limites applicables à l'échange de FCR.
5. Tous les GRT des zones synchrones concernées élaborent un accord d'échange de FCR par lequel ils spécifient les conditions de l'échange de FCR.

#### *Article 174*

##### *Partage de FCR entre zones synchrones*

1. Tous les GRT d'une zone synchrone participant à un processus de couplage de la fréquence ont le droit d'utiliser ce processus pour partager des FCR entre zones synchrones.
2. Tous les GRT de la zone synchrone fixent dans l'accord d'exploitation de la zone synchrone les limites applicables au partage des FCR, conformément aux critères suivants:
  - (a) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, tous les GRT veillent à ce que la somme des FCR fournies au sein de la zone synchrone et depuis d'autres zones synchrones dans le cadre de l'échange de FCR couvre au moins l'incident de référence;
  - (b) pour les zones synchrones GB et IE/NI, tous les GRT spécifient une méthodologie permettant de déterminer la fourniture minimale de capacité de réserve FCR dans la zone synchrone.
3. Tous les GRT des zones synchrones concernées spécifient dans leurs accords opérationnels de zone synchrone respectifs les conditions du partage de FCR entre les zones synchrones concernées.

#### *Article 175*

##### *Exigences générales applicables au partage de FRR et de RR entre zones synchrones*

1. En cas de partage de FRR ou de RR, le GRT fournisseur de la capacité de réglage met à disposition du GRT destinataire de la capacité de réglage une part de sa propre capacité de réserve FRR et RR requise pour satisfaire aux exigences en matière de FRR et/ou de RR en application des règles de dimensionnement des FRR/RR visées aux articles 157 et 160. Le GRT fournisseur de la capacité de réglage peut être:

- (a) le GRT ordonnant l'activation des réserves en ce qui concerne la capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet du partage; ou
  - (b) le GRT ayant accès à sa capacité de réserve FRR et RR faisant l'objet du partage dans le cadre d'un processus d'activation transfrontalière des FRR/RR mis en œuvre au titre d'un accord d'échange de FRR/RR.
2. Tous les GRT d'un bloc RFP définissent dans l'accord d'exploitation du bloc RFP les rôles et les responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté dans le cadre du partage de FRR et de RR avec les GRT d'autres blocs RFP dans d'autres zones synchrones.

*Article 176*  
*Échange de FRR entre zones synchrones*

1. Tous les GRT de chaque zone synchrone spécifient dans l'accord d'exploitation de zone synchrone une méthode pour déterminer les limites applicables à l'échange de FRR avec d'autres zones synchrones. Cette méthode tient compte:
- (a) de l'impact opérationnel entre les zones synchrones;
  - (b) de la stabilité du FRP de la zone synchrone;
  - (c) de la capacité des GRT de la zone synchrone à atteindre les paramètres cibles de la qualité de la fréquence définis conformément à l'article 127 et les paramètres cibles du FRCE définis conformément à l'article 128; et
  - (d) de la sécurité d'exploitation.
2. Tous les GRT des blocs RFP participant à l'échange de FRR entre zones synchrones organisent cet échange de façon que les GRT d'un bloc RFP dans la première zone synchrone puissent recevoir d'un bloc RFP de la seconde zone synchrone une part de la capacité totale de réserve FRR requise pour leur bloc RFP comme déterminé conformément à l'article 157, paragraphe 1.
3. La part de la capacité totale de réserve FRR requise pour le bloc RFP dans la zone synchrone où elle est échangée est fournie depuis le bloc RFP de la seconde zone synchrone, en plus de la capacité totale de réserve FRR requise pour ce second bloc RFP conformément à l'article 157, paragraphe 1.
4. Chaque exploitant d'une interconnexion HVDC règle le flux de puissance active transitant sur l'interconnexion HVDC selon les instructions fournies soit par le GRT de raccordement des réserves, soit par le GRT destinataire des réserves, conformément aux exigences techniques minimales applicables aux FRR visées à l'article 158.
5. Tous les GRT des blocs RFP auxquels le GRT de raccordement des réserves et le GRT destinataire des réserves appartiennent spécifient dans un accord d'échange des FRR les conditions de l'échange de FRR.

*Article 177*  
*Partage de FRR entre zones synchrones*

1. Tous les GRT de chaque zone synchrone spécifient dans l'accord d'exploitation de zone synchrone une méthodologie pour déterminer les limites applicables au partage de FRR avec d'autres zones synchrones. Cette méthodologie tient compte:
  - (a) de l'impact opérationnel entre les zones synchrones;
  - (b) de la stabilité du FRP de la zone synchrone;
  - (c) de la réduction maximale des FRR résultant du partage de FRR qui peut être prise en compte dans le dimensionnement des FRR conformément à l'article 157;
  - (d) de la capacité de la zone synchrone à atteindre les paramètres cibles de la qualité de la fréquence définis conformément à l'article 127 et des paramètres cibles du FRCE fixés à l'article 128; et
  - (e) de la sécurité d'exploitation.
2. Tous les GRT des blocs RFP participant au partage de FRR entre zones synchrones organisent ce partage de façon que les GRT d'un bloc RFP de la première zone synchrone puissent recevoir d'un bloc RFP de la seconde zone synchrone une part de la capacité totale de réserve FRR requise pour leur bloc RFP comme défini conformément à l'article 157, paragraphe 1.
3. Chaque exploitant d'une interconnexion HVDC règle le flux de puissance active transitant sur l'interconnexion HVDC selon les instructions fournies soit par le GRT fournisseur de la capacité de réglage, soit par le GRT destinataire de la capacité de réglage, conformément aux exigences techniques minimales applicables aux FRR fixées à l'article 158, paragraphe 1.
4. Tous les GRT des blocs RFP auxquels le GRT fournisseur de la capacité de réglage et les GRT destinataires de la capacité de réglage appartiennent spécifient dans un accord de partage des FRR les conditions du partage de FRR.

*Article 178*  
*Échange de RR entre zones synchrones*

1. Tous les GRT de chaque zone synchrone définissent dans l'accord d'exploitation de zone synchrone une méthode pour déterminer les limites applicables à l'échange de RR avec d'autres zones synchrones. Cette méthode tient compte:
  - (a) de l'impact opérationnel entre les zones synchrones;
  - (b) de la stabilité du RRP de la zone synchrone;
  - (c) de la capacité de la zone synchrone à atteindre les paramètres cibles de la qualité de la fréquence définis conformément à l'article 127 et des paramètres cibles du FRCE fixés à l'article 128; et

- (d) de la sécurité d'exploitation.
2. Tous les GRT des blocs RFP participant à l'échange de RR entre zones synchrones organisent cet échange de façon que les GRT d'un bloc RFP de la première zone synchrone puissent recevoir d'un bloc RFP de la seconde zone synchrone une part de la capacité totale en RR requise pour leur bloc RFP comme défini conformément à l'article 160, paragraphe 2.
  3. La part de la capacité totale de réserve RR requise pour le bloc RFP dans la zone synchrone où elle est échangée est fournie depuis le bloc RFP de la seconde zone synchrone, en plus de la capacité totale de réserve RR requise pour ce second bloc RFP conformément à l'article 160, paragraphe 2.
  4. Chaque exploitant d'une interconnexion HVDC règle le flux de puissance active transitant sur l'interconnexion HVDC selon les instructions fournies soit par le GRT de raccordement des réserves, soit par le GRT destinataire des réserves, conformément aux exigences techniques minimales applicables aux RR fixées à l'article 161.
  5. Tous les GRT des blocs RFP auxquels le GRT de raccordement des réserves et le GRT destinataire des réserves appartiennent spécifient dans un accord d'échange des RR les conditions de l'échange de RR.

#### *Article 179*

##### *Partage de RR entre zones synchrones*

1. Tous les GRT de chaque zone synchrone définissent dans l'accord d'exploitation de zone synchrone une méthode pour déterminer les limites applicables au partage de RR avec d'autres zones synchrones. Cette méthode tient compte:
  - (a) de l'impact opérationnel entre les zones synchrones;
  - (b) de la stabilité du RRP de la zone synchrone;
  - (c) de la réduction maximale des RR résultant du partage de RR qui peut être prise en compte dans le dimensionnement des RR conformément à l'article 160;
  - (d) de la capacité des GRT de la zone synchrone à atteindre les paramètres cibles de la qualité de la fréquence définis conformément à l'article 127 et des paramètres cibles du FRCE définis conformément à l'article 128; et
  - (e) de la sécurité d'exploitation.
2. Tous les GRT des blocs RFP participant au partage de RR entre zones synchrones organisent ce partage de façon que les GRT d'un bloc RFP de la première zone synchrone puissent recevoir d'un bloc RFP de la seconde zone synchrone une part de la capacité de réserve RR totale requise pour leur bloc RFP comme défini conformément à l'article 160, paragraphe 2.
3. Chaque exploitant d'une interconnexion HVDC règle le flux de puissance active transitant sur l'interconnexion HVDC selon les instructions fournies soit par le GRT

fournisseur de la capacité de réglage, soit par le GRT destinataire de la capacité de réglage, conformément aux exigences techniques minimales applicables aux RR fixées à l'article 161.

4. Tous les GRT des blocs RFP auxquels le GRT fournisseur de la capacité de réglage et le GRT destinataire de la capacité de réglage appartiennent spécifient dans un accord de partage des RR les conditions du partage de RR.

### **Chapitre 3**

#### **Processus d'activation transfrontalière des FRR/RR**

##### *Article 180*

##### *Processus d'activation transfrontalière des FRR/RR*

Tous les GRT participant à l'activation transfrontalière des FRR et des RR dans les mêmes zones synchrones ou des zones synchrones différentes satisfont aux exigences énoncées aux articles 147 et 148.

### **Titre 9**

#### **Processus de réglage temporel**

##### *Article 181*

##### *Processus de réglage temporel*

1. L'objectif du processus de réglage du temps électrique est de régler la valeur moyenne de la fréquence du réseau sur la fréquence nominale.
2. Le cas échéant, les GRT d'une zone synchrone définissent dans l'accord d'exploitation de la zone synchrone la méthodologie de correction de l'écart temporel électrique, qui précise:
  - (a) les plages dans lesquelles les GRT s'efforcent de maintenir l'écart temporel électrique;
  - (b) les ajustements de la valeur de consigne de la fréquence afin de ramener à zéro l'écart temporel électrique; et
  - (c) les actions visant à augmenter ou diminuer la fréquence moyenne du réseau au moyen des réserves de puissance active.
3. Le superviseur de zone synchrone:
  - (a) contrôle l'écart temporel électrique;
  - (b) calcule les ajustements des paramètres de réglage de la fréquence; et

- (c) coordonne les actions du processus de réglage temporel.

## **Titre 10**

### **Coopération avec les GRD**

#### *Article 182*

##### *Unités ou groupes fournissant des réserves raccordés au réseau du GRD*

1. Les GRT et les GRD coopèrent afin de faciliter et de permettre la fourniture de réserves de puissance active par des groupes ou des unités fournissant des réserves situés dans les réseaux de distribution.
2. Aux fins des processus de préqualification des FCR visé à l'article 155, des FRR visé à l'article 159 et des RR visé à l'article 162, chaque GRT élabore et spécifie, dans un accord avec ses GRD de raccordement des réserves et ses GRD intermédiaires, les modalités des échanges d'informations requis dans le cadre de ces processus de la part des unités ou groupes fournissant des réserves situés dans les réseaux de distribution et en ce qui concerne la livraison des réserves de puissance active. Les processus de préqualification prévus pour les FCR à l'article 155, pour les FRR à l'article 159 et pour les RR à l'article 162 spécifient les informations à fournir par les unités ou groupes susceptibles de fournir des réserves, et notamment:
  - (a) les niveaux de tension et les points de raccordement des unités ou groupes fournissant des réserves;
  - (b) le type de réserves de puissance active;
  - (c) la capacité de réserve maximale assurée par les unités ou groupes fournissant des réserves à chaque point de raccordement; et
  - (d) la vitesse maximale de modification de la puissance active pour les unités ou groupes fournissant des réserves.
3. Le processus de préqualification s'appuie sur les règles et les échéances convenues entre le GRT, le GRD de raccordement des réserves et les GRD intermédiaires en ce qui concerne les échanges d'information et la livraison des réserves de puissance active. Le processus de préqualification a une durée maximale de trois mois à compter de la soumission d'une candidature formelle complète par une unité ou un groupe fournissant des réserves.
4. Au cours de la préqualification d'une unité ou d'un groupe fournissant des réserves raccordé à son réseau de distribution, chaque GRD de raccordement des réserves et chaque GRD intermédiaire, en coopération avec le GRT, a le droit de fixer des limites applicables à la livraison des réserves de puissance actives situées dans son réseau de distribution, ou d'exclure cette livraison, sur la base de motifs techniques tels que la situation géographique des unités et groupes fournissant des réserves.

5. Chaque GRD de raccordement des réserves et chaque GRD intermédiaire a le droit, en coopération avec le GRT, de fixer, avant l'activation des réserves, des limites temporaires à la livraison des réserves de puissance active situées sur son réseau de distribution. Les GRT respectifs conviennent des procédures applicables avec leurs GRD de raccordement des réserves et GRD intermédiaires.

## **Titre 11**

### **Transparence des informations**

#### *Article 183*

##### *Exigences générales de transparence*

1. Tous les GRT veillent à ce que les informations énumérées dans le présent titre soient publiées à un moment et dans un format qui ne crée pas d'avantage ni de désavantage concurrentiel réel ou potentiel pour aucune partie ou catégorie de parties, et en tenant dûment compte des informations commercialement sensibles.
2. Chaque GRT utilise les connaissances et les outils disponibles pour surmonter les limites techniques et assurer la disponibilité et l'exactitude des informations mises à disposition par l'ENTSO pour l'électricité conformément à l'article 16 et à l'article 185, paragraphe 3.
3. Chaque GRT veille à la disponibilité et à l'exactitude des informations mises à disposition par l'ENTSO pour l'électricité conformément aux articles 184 à 190.
4. Tous les documents à publier mentionnés aux articles 184 à 190 sont mis à disposition par l'ENTSO pour l'électricité au moins en langue anglaise. L'ENTSO pour l'électricité publie ces documents sur la plateforme pour la transparence des informations mise en place conformément à l'article 3 du règlement (CE) n° 543/2013.

#### *Article 184*

##### *Informations sur les accords d'exploitation*

1. Chaque GRT communique le contenu de son accord d'exploitation de zone synchrone à son autorité de régulation ou, le cas échéant, à une autre autorité compétente, au plus tard un mois avant son entrée en vigueur.
2. Tous les GRT de chaque zone synchrone communiquent le contenu de leur accord d'exploitation de zone synchrone à l'ENTSO pour l'électricité, pour publication, au plus tard une semaine après son entrée en vigueur.
3. Chaque GRT de chaque bloc RFP communique le contenu de son accord d'exploitation de bloc RFP à son autorité de régulation ou, le cas échéant, à une autre autorité compétente.

*Article 185*  
*Informations sur la qualité de la fréquence*

1. Lorsque les GRT d'une zone synchrone proposent de modifier les valeurs des paramètres définissant la qualité de la fréquence ou le paramètre cible de la qualité de la fréquence prévus à l'article 127, ils communiquent les valeurs modifiées à l'ENTSO pour l'électricité, pour publication, au moins un mois avant l'entrée en vigueur de l'accord d'exploitation de la zone synchrone.
2. Le cas échéant, tous les GRT de chaque zone synchrone communiquent les valeurs des paramètres cibles du FRCE pour chaque bloc RFP et chaque zone RFP à l'ENTSO pour l'électricité, pour publication, au moins un mois avant leur entrée en application.
3. Tous les GRT de chaque zone synchrone communiquent à l'ENTSO pour l'électricité la méthodologie utilisée pour déterminer le risque d'épuisement des FCR, pour publication, au moins trois mois avant l'application de l'accord sur l'exploitation de la zone synchrone.
4. Le superviseur de chaque zone synchrone communique à l'ENTSO pour l'électricité les résultats du processus d'application des critères, pour publication, dans les trois mois suivant le dernier horodatage de la période de mesure et au moins quatre fois par an. Ces résultats comprennent au moins:
  - (a) les valeurs des critères d'évaluation de la qualité de la fréquence calculées pour la zone synchrone et pour chaque bloc RFP au sein de la zone synchrone conformément à l'article 133, paragraphe 3; et
  - (b) la résolution de mesure, l'exactitude de mesure et la méthode de calcul spécifiées conformément à l'article 132.
5. Tous les GRT de chaque zone synchrone notifient à l'ENTSO pour l'électricité la période de rampe spécifiée conformément à l'article 136, pour publication, au moins trois mois avant son entrée en application.

*Article 186*  
*Informations sur la structure du réglage fréquence-puissance*

1. Tous les GRT de chaque zone synchrone communiquent à l'ENTSO pour l'électricité les informations suivantes, pour publication, au moins trois mois avant l'application de l'accord d'exploitation de zone synchrone:
  - (a) informations sur la structure pour l'activation des processus de la zone synchrone, y compris au moins des informations sur les zones de surveillance, les zones RFP et les blocs RFP définis ainsi que leurs GRT respectifs; et
  - (b) informations sur la structure pour la responsabilité des processus de la zone synchrone, y compris au moins des informations sur les processus définis conformément à l'article 140, paragraphes 1 et 2.

2. Tous les GRT qui mettent en œuvre un processus de compensation des déséquilibres publient des informations concernant ce processus qui comprennent au moins la liste des GRT participant et la date de lancement du processus.

*Article 187*  
*Informations sur les FCR*

1. Tous les GRT de chaque zone synchrone notifient à l'ENTSO pour l'électricité l'approche du dimensionnement des FCR retenue pour leur zone synchrone conformément à l'article 153, paragraphe 2, pour publication, au moins un mois avant son entrée en application.
2. Le cas échéant, tous les GRT de chaque zone synchrone notifient à l'ENTSO pour l'électricité le montant total de la capacité de réserve FCR et les parts de capacité de réserve FCR requises pour chaque GRT conformément à l'article 153, paragraphe 1, en tant qu'obligation initiale de FCR, pour publication, au moins un mois avant leur entrée en application.
3. Tous les GRT de chaque zone synchrone notifient à l'ENTSO pour l'électricité les propriétés FCR établies pour leur zone synchrone conformément à l'article 154, paragraphe 2, et les exigences supplémentaires applicables aux groupes fournissant des FCR conformément à l'article 154, paragraphe 3, pour publication, au moins trois mois avant leur entrée en application.

*Article 188*  
*Informations sur les FRR*

1. Tous les GRT de chaque bloc RFP notifient à l'ENTSO pour l'électricité les exigences de disponibilité des FRR et les exigences en matière de qualité du réglage spécifiées conformément à l'article 158, paragraphe 2, ainsi que les exigences techniques applicables au raccordement spécifiées pour leur bloc LFC conformément à l'article 158, paragraphe 3, pour publication, au moins trois mois avant leur entrée en application.
2. Tous les GRT de chaque bloc RFP notifient à l'ENTSO pour l'électricité les règles de dimensionnement des FRR spécifiées pour leur bloc RFP conformément à l'article 157, paragraphe 1, pour publication, au moins trois mois avant l'entrée en application de l'accord d'exploitation de bloc RFP.
3. Tous les GRT de chaque zone synchrone notifient à l'ENTSO pour l'électricité, pour publication, les perspectives en matière de capacité de réserve FRR de chaque bloc RFP pour l'année suivante, au plus tard le 30 novembre de chaque année.
4. Tous les GRT de chaque zone synchrone notifient à l'ENTSO pour l'électricité, pour publication, les capacités effectives de réserve FRR de chaque bloc RFP au cours du trimestre écoulé, dans les 30 jours suivant la fin du trimestre.

*Article 189*  
*Informations sur les RR*

1. Tous les GRT de chaque bloc RFP qui exécutent un processus de remplacement des réserves notifient à l'ENTSO pour l'électricité, pour publication, les exigences de disponibilité des RR et les exigences applicables au contrôle de la qualité conformément à l'article 161, paragraphe 2, ainsi que les exigences techniques applicables au raccordement spécifiées conformément à l'article 161, paragraphe 3, pour le bloc RFP, au moins trois mois avant leur entrée en application.
2. Tous les GRT de chaque zone synchrone notifient à l'ENTSO pour l'électricité, pour publication, les perspectives en matière de capacités de réserve RR de chaque bloc RFP pour l'année suivante, au plus tard le 30 novembre de chaque année.
3. Tous les GRT de chaque zone synchrone notifient à l'ENTSO pour l'électricité, pour publication, les capacités effectives de réserve RR de chaque bloc RFP au cours du trimestre écoulé, dans les 30 jours suivant la fin du trimestre.

*Article 190*  
*Informations sur le partage et l'échange*

1. Tous les GRT de chaque zone synchrone notifient à l'ENTSO pour l'électricité les compilations annuelles des accords pour le partage des FRR et pour le partage des RR pour chaque bloc RFP au sein de la zone synchrone, pour publication, conformément à l'article 188, paragraphe 3, et à l'article 189, paragraphe 2. Ces compilations comprennent les informations suivantes:
  - (a) l'identité des blocs RFP lorsqu'il existe un accord pour le partage des FRR ou des RR; et
  - (b) la part des FRR et des RR réduites en raison de chaque accord pour le partage des FRR ou des RR.
2. Tous les GRT de chaque zone synchrone communiquent à l'ENTSO pour l'électricité les informations relatives au partage des FCR entre zones synchrones, pour publication, conformément à l'article 187, paragraphe 1. Ces informations comprennent:
  - (a) le volume de la capacité de réserve FCR partagée entre GRT signataires d'un accord de partage des FCR; et
  - (b) les effets du partage des FCR sur la capacité de réserve FCR des GRT participants.
3. Le cas échéant, tous les GRT publient les informations relatives à l'échange de FCR, FRR et RR.

**Partie V**

## DISPOSITIONS FINALES

### *Article 191*

#### *Modification des contrats et des modalités et conditions générales*

Toutes les clauses pertinentes des contrats ainsi que les modalités et conditions générales des GRT, GRD et USR en relation avec la gestion du réseau sont conformes aux exigences du présent règlement. À cet effet, ces contrats et ces modalités et conditions générales sont modifiés en conséquence.

### *Article 192*

#### *Entrée en vigueur*

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

Les articles 41 à 53 s'appliquent 18 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement. Lorsque d'autres articles prévoient la fourniture ou l'utilisation de données comme décrit aux articles 41 à 53, pendant la période comprise entre l'entrée en vigueur du présent règlement et l'entrée en application des articles 41 à 53, les données disponibles équivalentes les plus récentes sont utilisées, dans le format défini par l'entité responsable de la communication des données, sauf accord contraire.

L'article 54, paragraphe 4, s'applique à compter de la date d'entrée en application de l'article 41, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/631 de la Commission et de l'article 35, paragraphe 2, du règlement (UE) 2016/1388 de la Commission.

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

Fait à Bruxelles, le

*Par la Commission*

*Le président*

*[...]*