

D037527/02

ASSEMBLÉE NATIONALE

QUATORZIÈME LÉGISLATURE

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2014-2015

Reçu à la Présidence de l'Assemblée nationale
le 13 avril 2015

Enregistré à la Présidence du Sénat
le 13 avril 2015

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

PAR LE GOUVERNEMENT,

À L'ASSEMBLÉE NATIONALE ET AU SÉNAT.

Règlement de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

E 10194



Conseil de
l'Union européenne

Bruxelles, le 7 avril 2015
(OR. en)

7745/15

ENER 116

NOTE DE TRANSMISSION

Origine:	Commission européenne
Date de réception:	1 ^{er} avril 2015
Destinataire:	Secrétariat général du Conseil
N° doc. Cion:	D037527/02
Objet:	RÈGLEMENT (UE) .../... DE LA COMMISSION du XXX établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

Les délégations trouveront ci-joint le document D037527/02.

p.j.: D037527/02



Bruxelles, le **XXX**
[...](2015) **XXX** draft

D037527/02

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

du **XXX**

**établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la
congestion**

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

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

du **XXX**

établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

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

LA COMMISSION 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° 1228/2003¹, et notamment son article 18, paragraphe 3, point b), et paragraphe 5,

considérant ce qui suit:

- (1) L'achèvement rapide d'un marché intérieur de l'énergie pleinement fonctionnel et interconnecté est crucial pour réaliser les objectifs de maintien de la sécurité d'approvisionnement énergétique, de renforcement de la concurrence et de garantie de prix abordables pour le consommateur. Un marché intérieur de l'électricité qui fonctionne bien devrait offrir aux producteurs les incitations appropriées à l'investissement dans les nouvelles capacités de production d'électricité, y compris celles produites à partir de sources renouvelables, en accordant une attention particulière aux États membres et régions les plus isolés sur le marché énergétique de l'Union. Un marché qui fonctionne bien devrait également offrir aux consommateurs des mesures adéquates pour promouvoir une utilisation plus efficace de l'énergie, ce qui présuppose un approvisionnement énergétique sûr.
- (2) La sécurité de l'approvisionnement énergétique est un élément essentiel de la sécurité publique, et est, de ce fait, intrinsèquement liée au fonctionnement efficace du marché intérieur de l'électricité et à l'intégration des marchés de l'électricité isolés des États membres. L'électricité ne peut être fournie aux citoyens de l'Union qu'au moyen du réseau. Des marchés de l'électricité qui fonctionnent, et en particulier les réseaux et les autres actifs associés à la fourniture d'électricité, sont indispensables à la sécurité publique, la compétitivité, et le bien-être des citoyens de l'Union.
- (3) Le règlement (CE) n° 714/2009 fixe des conditions non discriminatoires d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, et notamment des règles concernant l'allocation de la capacité et la gestion de la congestion pour les interconnexions et les réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers d'électricité. Afin d'avancer sur la voie d'un marché de l'électricité

¹ JO L 211 du 14.8.2009, p. 15.

véritablement intégré, il convient de poursuivre l'harmonisation des règles actuelles relatives à l'allocation de la capacité, à la gestion de la congestion et aux échanges d'électricité. C'est pourquoi le présent règlement fixe des règles minimales harmonisées en vue, à terme, du couplage unique journalier et infrajournalier, afin d'établir un cadre juridique clair pour la mise en place d'un système efficace et moderne d'allocation de la capacité et de gestion de la congestion facilitant les échanges d'électricité dans toute l'Union, permettant une utilisation plus efficace du réseau et renforçant la concurrence, au bénéfice des consommateurs.

- (4) Afin de mettre en œuvre le couplage unique journalier et infrajournalier, la capacité transfrontalière disponible devrait être calculée de manière coordonnée par les gestionnaires de réseau de transport (ci-après les «GRT»). À cette fin, ceux-ci devraient établir un modèle de réseau commun comprenant des estimations de l'état de la production, de la consommation et du réseau pour chaque heure. La capacité disponible devrait, en principe, être calculée selon la méthode de calcul dite «fondée sur les flux» (flow-based), qui tient compte du fait que l'électricité peut emprunter différents itinéraires et qui optimise la capacité disponible sur des réseaux fortement interdépendants. La capacité transfrontalière disponible devrait constituer une des données essentielles dans la suite du processus de calcul, au cours duquel toutes les offres d'achat et de vente dans l'Union recueillies par les bourses de l'électricité sont appariées, compte tenu de la capacité transfrontalière disponible, d'une façon économiquement optimale. Le couplage unique journalier et infrajournalier garantit que le flux d'électricité est généralement orienté des zones à prix bas vers les zones à prix élevés.
- (5) L'opérateur de couplage du marché (ci-après l'«OCM») utilise un algorithme spécifique pour appairer les offres d'achat et de vente de manière optimale. Les résultats du calcul devraient être mis à la disposition de toutes les bourses d'électricité sur une base non discriminatoire. Sur la base des résultats du calcul effectué par l'OCM, les bourses d'électricité devraient informer leurs clients des offres d'achat et de vente ayant trouvé preneur. L'énergie devrait ensuite être transférée via le réseau en fonction des résultats du calcul effectué par l'OCM. Les processus de couplage unique journalier et infrajournalier sont similaires, hormis le fait que, dans le cas du couplage infrajournalier, l'on recourt à un processus continu, et non à un calcul unique comme dans le cas du couplage du marché journalier.
- (6) Le calcul de la capacité pour les échéances journalières et infrajournalières devrait être coordonné a minima au niveau régional, afin de garantir la fiabilité du calcul et la mise à la disposition du marché de la capacité optimale. Des méthodologies communes de calcul de la capacité devraient être établies au niveau régional afin de définir les modalités pour les données d'entrée, la méthode de calcul et la validation. Les informations sur la capacité disponible devraient être actualisées en temps utile sur la base des informations les plus récentes au moyen d'un processus efficace de calcul de la capacité.
- (7) Il existe deux approches admissibles pour calculer les capacités d'échange entre zones: l'approche fondée sur les flux ou l'approche NTC (fondée sur la capacité de transport nette) coordonnée. L'approche fondée sur les flux devrait être la méthode majoritairement utilisée pour le calcul de la capacité journalière et infrajournalière lorsque la capacité d'échange entre zones de dépôt des offres est fortement interdépendante. Cette approche ne devrait être instaurée qu'après consultation des

acteurs du marché et à l'issue d'un temps de préparation suffisamment long pour permettre une transition sans heurt. L'approche NTC coordonnée ne devrait être appliquée que dans les régions où la capacité d'échange entre zones est moins interdépendante et pour lesquelles il peut être démontré que l'approche fondée sur les flux n'apporterait pas de valeur ajoutée.

- (8) Un modèle de réseau commun aux fins du couplage unique journalier et infrajournalier représentant le système européen interconnecté devrait être établi afin de calculer la capacité d'échange entre zones de manière coordonnée. Le modèle de réseau commun devrait comprendre un modèle du réseau de transport précisant l'emplacement des unités de production et de consommation pertinentes pour le calcul de la capacité d'échange entre zones. La communication par chaque GRT d'informations exactes et à jour est essentielle pour la création d'un modèle de réseau commun.
- (9) Chaque GRT devrait être tenu d'élaborer un modèle individuel de son réseau et de le transmettre aux GRT chargés de fusionner les modèles de réseau individuels en un modèle de réseau commun. Les modèles de réseau individuels devraient intégrer des informations provenant des unités de production et de consommation.
- (10) Les GRT devraient recourir à un ensemble commun d'actions correctives, telles que les échanges de contrepartie (*countertrading*) et le redispatching, pour pallier les congestions internes et entre zones. Afin de faciliter une allocation plus efficace de la capacité et d'éviter ainsi des réductions inutiles des capacités transfrontalières, il convient que les GRT coordonnent l'utilisation des actions correctives dans leur calcul de la capacité.
- (11) Des zones de dépôt des offres reflétant la répartition de l'offre et de la demande constituent un maillon essentiel des échanges d'électricité fondés sur le marché et une condition préalable pour réaliser tout le potentiel des méthodes d'allocation de la capacité, notamment la méthode fondée sur les flux. Ces zones devraient donc être définies de façon à garantir une gestion efficace de la congestion et une efficacité globale du marché. Elles peuvent par la suite être modifiées par scission, par fusion ou par adaptation des frontières, et devraient être identiques pour toutes les échéances de marché. Le processus de révision des configurations des zones de dépôt des offres prévu dans le présent règlement jouera un rôle important dans le recensement des goulets d'étranglement structurels et permettra une délimitation plus efficace de ces zones.
- (12) Les GRT devraient mettre en œuvre, de façon coordonnée, un redispatching au niveau transfrontalier ou des échanges de contrepartie au niveau régional ou à plus grande échelle. Le redispatching au niveau transfrontalier ou les échanges de contrepartie devraient être coordonnés avec le redispatching ou les échanges de contrepartie à l'intérieur de la zone de contrôle.
- (13) La capacité devrait être allouée à échéance du lendemain (journalier) ou du jour même (infrajournalier) selon des méthodes d'allocation implicite, en particulier les méthodes qui prévoient l'allocation conjointe de l'électricité et de la capacité. Dans le cas du couplage unique journalier, il convient de recourir à la méthode de l'enchère implicite et, dans le cas du couplage unique infrajournalier, à celle de l'allocation implicite en continu. La méthode de l'enchère implicite devrait s'appuyer sur des interfaces efficaces et actualisées entre GRT, bourses d'électricité et une série d'autres

parties, afin de garantir que la capacité est allouée et que la congestion est gérée de manière efficace.

- (14) Pour des raisons d'efficacité et afin de mettre en œuvre dès que possible le couplage unique journalier et infrajournalier, il convient, le cas échéant, de recourir, aux fins de ce couplage, aux opérateurs du marché en place et aux solutions déjà appliquées, sans pour autant exclure la concurrence de nouveaux opérateurs.
- (15) La Commission européenne, en coopération avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après l'«Agence»), peut créer ou désigner une entité unique réglementée pour assumer des fonctions communes d'OCM liées au fonctionnement du marché relatif au couplage journalier et infrajournalier.
- (16) Le développement de marchés infrajournaliers plus liquides offrant aux acteurs les moyens d'ajuster leurs positions de façon plus proche du temps réel facilitera l'intégration des sources d'énergie renouvelables sur le marché européen de l'électricité et, partant, facilitera la réalisation des objectifs politiques en matière d'énergie renouvelable.
- (17) La capacité d'échange entre zones journalière et infrajournalière devrait être ferme afin de permettre une allocation transfrontalière efficace.
- (18) Afin que les enchères implicites puissent avoir lieu à l'échelle de l'Union, il est nécessaire de garantir un processus de couplage par les prix également à l'échelle de l'Union. Ce processus devrait tenir compte de la capacité de transport et respecter les contraintes d'allocation dans l'ensemble de l'Union et être conçu de façon à permettre son application ou son extension à l'ensemble de l'Union ainsi que la mise au point de nouveaux types de produits.
- (19) Les bourses de l'électricité recueillent, pour différentes échéances, des offres d'achat et de vente qui servent nécessairement de données d'entrée pour le calcul de la capacité dans le cadre du processus de couplage unique journalier et infrajournalier. De ce fait, les règles régissant les échanges d'électricité prévues dans le présent règlement nécessitent l'établissement d'un cadre institutionnel applicable aux bourses d'électricité. Des exigences communes relatives à la désignation des opérateurs du marché de l'électricité (ci-après les «NEMO») et leurs missions devraient faciliter la réalisation des objectifs du règlement (CE) n° 714/2009 et permettre de tenir dûment compte du marché intérieur aux fins du couplage unique journalier et infrajournalier.
- (20) La mise en place d'un processus de couplage unique journalier et infrajournalier requiert la coopération de bourses d'électricité potentiellement en concurrence, afin d'établir des fonctions communes de couplage de marché. C'est pourquoi la supervision et le respect des règles de concurrence sont de la plus haute importance en ce qui concerne ces fonctions communes.
- (21) Malgré la création d'un algorithme fiable pour apparier les offres d'achat et de vente et de processus en mode dégradé appropriés, il pourrait arriver que le processus de couplage par les prix ne produise pas de résultats. Il faut donc prévoir des solutions de repli au niveau national et régional afin de garantir que la capacité peut continuer à être allouée.

- (22) Il convient d'instaurer une valorisation fiable de la capacité de transport pour l'échéance infrajournalière, qui tienne compte de la congestion lorsqu'il y a rareté de la capacité.
- (23) Tous les coûts efficacement encourus afin de garantir la fermeté de la capacité et d'engager des processus permettant le respect du présent règlement devraient être couverts en temps voulu par les tarifs de réseau ou d'autres mécanismes appropriés. Les NEMO, y compris lorsqu'ils exercent des fonctions d'OCM, devraient avoir droit au remboursement de leurs coûts si ceux-ci ont été efficacement encourus et sont raisonnables et proportionnés.
- (24) Les règles régissant la répartition, entre les NEMO et les GRT des différents États membres, des coûts communs liés au couplage unique journalier et au couplage unique infrajournalier devraient être convenues avant le lancement du processus de mise en œuvre, et ce afin d'éviter les retards et les litiges portant sur le partage des coûts.
- (25) La coopération entre les GRT, les NEMO et les autorités de régulation est nécessaire afin de promouvoir l'achèvement et le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et de garantir la gestion optimale, l'exploitation coordonnée et le développement technique approprié du réseau de transport de l'électricité dans l'Union. Les GRT, les NEMO et les autorités de régulation devraient tirer parti des synergies résultant de l'allocation de la capacité et des projets de gestion de la congestion contribuant au développement du marché intérieur de l'électricité. Ils devraient mettre à profit l'expérience acquise, respecter les décisions prises et recourir aux solutions élaborées dans le cadre de ces projets.
- (26) Afin de garantir une coopération étroite entre les GRT, les NEMO et les autorités de régulation, il convient d'établir à l'échelon de l'Union un cadre de gouvernance robuste, fiable et non discriminatoire pour le couplage unique journalier et infrajournalier.
- (27) L'objectif du présent règlement, à savoir la mise en place du couplage unique journalier et infrajournalier, ne peut être atteint en l'absence d'un ensemble de règles harmonisées applicables au calcul de la capacité, à la gestion de la congestion et aux échanges d'électricité.
- (28) Toutefois, le couplage unique journalier et infrajournalier ne devrait être réalisé que par étapes, car des disparités importantes existent d'un État membre à l'autre et d'une région à l'autre s'agissant du cadre réglementaire applicable aux échanges d'électricité et de la structure physique du réseau de transport. L'instauration du couplage unique journalier et infrajournalier passe donc par l'alignement successif des méthodologies existantes pour le calcul et l'allocation de la capacité ainsi que la gestion de la congestion. Le couplage unique journalier et infrajournalier peut donc, le cas échéant, être mis en place au niveau régional à titre d'étape intermédiaire.
- (29) Le couplage unique journalier et infrajournalier nécessite l'instauration de prix d'équilibre maximaux et minimaux harmonisés qui contribuent au renforcement des conditions d'investissement pour une capacité sûre et une sécurité d'approvisionnement à long terme tant à l'intérieur de chaque État membre qu'entre les États membres.

- (30) Étant donné le degré de détail et de complexité exceptionnellement élevé des modalités et conditions ou des méthodologies nécessaires pour l'application complète du couplage unique journalier et infrajournalier, certaines modalités et conditions ou méthodologies devraient être définies par les GRT et les NEMO et approuvées par les autorités de régulation. Toutefois, l'élaboration de certaines modalités et conditions ou méthodologies par les GRT et les NEMO et leur approbation ultérieure par les autorités de régulation ne doivent pas retarder l'achèvement du marché intérieur de l'électricité. Il est donc nécessaire d'inclure des dispositions spécifiques relatives à la coopération entre GRT, NEMO et autorités de régulation.
- (31) En conformité avec l'article 8 du règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil², l'Agence devrait statuer lorsque les autorités de régulation nationales compétentes ne parviennent pas à un accord sur les modalités et conditions ou sur les méthodologies communes.
- (32) 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, notamment les NEMO, avant toute proposition de modification du présent règlement.
- (33) Le présent règlement complète l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 conformément aux principes énoncés à l'article 16 de ce dernier.
- (34) Du fait des défis importants posés par l'instauration du couplage unique journalier et infrajournalier sur le marché actuel d'Irlande et d'Irlande du Nord, celui-ci fait l'objet d'un processus de restructuration profonde. Un délai supplémentaire est donc nécessaire pour la mise en œuvre de certaines parties du présent règlement, ce qui implique la mise en place de plusieurs dispositions transitoires.
- (35) 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,

² 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).

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

Titre I

Dispositions générales

Article premier

Objet et champ d'application

1. Le présent règlement fixe des lignes directrices détaillées relatives à l'allocation de la capacité d'échange entre zones et à la gestion de la congestion sur les marchés journalier et infrajournalier, y compris les exigences concernant l'établissement de méthodologies communes pour déterminer les volumes de capacité simultanément disponibles entre les zones de dépôts des offres, les critères d'évaluation en termes d'efficacité et un processus de révision de la configuration des zones de dépôt des offres.
2. Le présent règlement s'applique à tous les réseaux de transport et interconnexions dans l'Union, à l'exception des réseaux de transport insulaires non reliés à d'autres réseaux de transport par des interconnexions.
3. Dans les États membres comptant plusieurs gestionnaires de réseau de transport (ci-après les «GRT»), le présent règlement s'applique à tous ceux qui exercent au sein de l'État membre. Lorsqu'un GRT n'exerce pas de fonction correspondant à une ou plusieurs obligations découlant du présent règlement, l'État membre concerné peut prévoir que la responsabilité du respect de ces obligations incombe à un ou plusieurs GRT spécifiquement désignés.
4. Le couplage unique journalier et infrajournalier dans l'Union peut être ouvert aux opérateurs de marché et aux GRT actifs en Suisse, à la condition que le droit national suisse se conforme aux principales dispositions de la législation de l'Union relative au marché de l'électricité et qu'il existe un accord intergouvernemental sur la coopération dans le domaine de l'électricité entre l'Union et la Suisse.
5. Sous réserve que les conditions prévues au paragraphe 4 ci-dessus soient remplies, la participation de la Suisse au couplage unique journalier et infrajournalier est décidée par la Commission sur la base d'un avis rendu par l'Agence. Les droits et les responsabilités des NEMO et des GRT de la Suisse qui participent au couplage unique journalier sont en cohérence avec les droits et responsabilités des NEMO et des GRT opérant dans l'Union, afin de permettre le fonctionnement sans heurt des systèmes de

couplage unique à jour et infrajournalier mis en œuvre au niveau de l'Union, et de garantir que des règles équitables s'appliquent pour toutes les parties intéressées.

Article 2 *Définitions*

Les définitions de l'article 2 du règlement (CE) n° 714/2009, de l'article 2 du règlement (CE) n° 543/2013³ et de l'article 2 de la directive 2009/72/CE s'appliquent aux fins du présent règlement.

En outre, on entend par:

1. «modèle de réseau individuel», un ensemble de données décrivant les caractéristiques du système électrique (production, consommation et topologie du réseau) et les règles applicables pour modifier ces caractéristiques lors du calcul de la capacité, qui est préparé par les GRT responsables et ayant vocation à être fusionné avec les autres modèles de réseau individuels en vue de créer le modèle de réseau commun;
2. «modèle de réseau commun», une série de données à l'échelle de l'Union convenue entre divers GRT, décrivant les caractéristiques principales du système électrique (production, consommation et topologie du réseau) et les règles régissant la modification de ces caractéristiques au cours du processus de calcul de la capacité;
3. «région de calcul de la capacité», la zone géographique dans laquelle un calcul coordonné de la capacité est effectué;
4. «scénario», l'état prévisionnel du réseau électrique pour une échéance donnée;
5. «position nette», le solde des exportations et des importations d'électricité pour chaque unité de temps du marché et pour une zone de dépôt des offres;
6. «contraintes d'allocation», les contraintes à respecter lors de l'allocation de capacité pour maintenir le réseau de transport dans les limites de sécurité d'exploitation et qui n'ont pas été traduites en capacité d'échange entre zones, ou les contraintes nécessaires pour accroître l'efficacité de l'allocation de capacité.
7. «limites de sécurité d'exploitation», les limites opérationnelles maximales acceptables pour un fonctionnement sûr du réseau, telles que les limites thermiques, les limites de tension, les limites de courant de court-circuit, et les limites de fréquence et de stabilité dynamique;
8. «approche NTC coordonnée», une méthode de calcul de la capacité reposant sur le principe de l'évaluation et de la définition *ex ante* d'un échange d'énergie maximal

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

entre des zones de dépôt des offres adjacentes (« NTC » signifiant capacité de transport nette);

9. «approche fondée sur les flux», dite « flow-based », une méthode de calcul de la capacité dans laquelle les échanges d'énergie entre zones de dépôt des offres sont limités par des coefficients d'influencement et les marges disponibles sur les éléments critiques de réseau;
10. «aléa», la défaillance identifiée et possible ou déjà survenue d'un élément, concernant non seulement les éléments du réseau de transport, mais aussi les éléments importants des utilisateurs du réseau et du réseau de distribution s'ils ont une incidence sur la sécurité d'exploitation du réseau de transport;
11. «opérateur du calcul de capacité», l'entité ou les entités responsables du calcul de la capacité de transport, au niveau régional ou à plus grande échelle;
12. «clé de répartition de la variation de la production», une méthode utilisée pour traduire dans le modèle de réseau commun une modification de la position nette d'une zone de dépôt des offres donnée, en augmentations ou diminutions estimées des injections;
13. «action corrective», toute mesure appliquée par un ou plusieurs GRT, manuellement ou automatiquement, afin de préserver la sécurité d'exploitation;
14. «marge de fiabilité», la réduction de la capacité d'échange entre zones afin de tenir compte des incertitudes dans le calcul de la capacité;
15. «heure du marché», l'heure d'été d'Europe centrale ou l'heure d'Europe centrale, selon celle en vigueur;
16. «revenu de congestion», les recettes perçues en résultat de l'allocation de la capacité;
17. «congestion de marché», une situation dans laquelle l'excédent économique pour le couplage unique journalier ou infrajournalier se trouve limité par la capacité d'échange entre zones ou par des contraintes d'allocation;
18. «congestion physique», toute situation sur le réseau dans laquelle des flux d'électricité prévus ou réalisés dépassent les limites thermiques des éléments de réseau et les limites de stabilité en tension ou de stabilité angulaire du réseau électrique;
19. «congestion structurelle», la congestion dans le système de transport qui peut être définie sans ambiguïté, qui est prévisible, géographiquement stable dans le temps et récurrente dans les conditions normales du réseau électrique;
20. «appariement», le mode de transaction selon lequel des ordres de vente sont assignés aux ordres d'achat appropriés afin d'assurer la maximisation de l'excédent économique pour le couplage unique journalier ou le couplage unique infrajournalier;
21. «ordre», une intention d'achat ou de vente d'énergie ou d'une capacité exprimée par un acteur du marché sous réserve de conditions d'exécution spécifiées;

22. «ordres appariés», tous les ordres d'achat et de vente appariés par l'algorithme de couplage par les prix ou l'algorithme d'appariement continu des transactions;
23. «opérateur désigné du marché de l'électricité (NEMO)», une entité désignée par l'autorité compétente pour s'acquitter de missions liées au couplage unique journalier ou infrajournalier;
24. «carnet d'ordres partagé», un module du système de couplage continu infrajournalier qui recueille tous les ordres pouvant être appariés auprès des NEMO participant au couplage unique infrajournalier, et qui assure l'appariement continu de ces ordres;
25. «transaction», un ou plusieurs ordres appariés;
26. «couplage unique journalier», le processus d'enchères dans lequel, simultanément, les ordres recueillis sont appariés et la capacité d'échange entre zones est allouée pour différentes zones de dépôt des offres sur le marché journalier;
27. «couplage unique infrajournalier», le processus continu dans lequel, simultanément, les ordres recueillis sont appariés et la capacité d'échange entre zones est allouée pour différentes zones de dépôt des offres sur le marché infrajournalier;
28. «algorithme de couplage par les prix», l'algorithme utilisé dans le couplage unique journalier pour réaliser simultanément l'appariement des ordres et l'allocation de la capacité d'échange entre zones;
29. «algorithme d'appariement continu des transactions», l'algorithme utilisé dans le couplage unique infrajournalier pour l'appariement des ordres et l'allocation de la capacité d'échange entre zones en continu;
30. «fonction d'opérateur de couplage du marché (OCM)», la tâche consistant à appairer les ordres émis sur les marchés journalier et infrajournalier pour différentes zones de dépôt des offres et, simultanément, à allouer la capacité d'échange entre zones;
31. «prix d'équilibre», le prix déterminé par l'appariement de l'ordre de vente le plus élevé accepté et de l'ordre d'achat le plus bas accepté sur le marché de l'électricité;
32. «échange programmé», un transfert d'électricité programmé entre zones géographiques, pour chaque unité de temps du marché et pour une direction donnée;
33. «opérateur du calcul des échanges programmés», l'entité ou les entités chargées du calcul des échanges programmés;
34. «échéance du marché journalier», l'échéance du marché de l'électricité qui prend fin à la fermeture du guichet du marché journalier, et dans les limites duquel, pour chaque unité de temps du marché, des produits sont échangés le jour précédant la livraison;
35. «heure limite de fermeture journalière», l'heure après laquelle la capacité d'échange entre zones devient ferme;
36. «heure de fermeture du guichet du marché journalier», le point dans le temps jusqu'auquel les ordres sont acceptés sur le marché journalier;

37. «échéance du marché intrajournalier», l'échéance du marché de l'électricité situé après l'heure d'ouverture du guichet intrajournalier entre zones et avant l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones, où, pour chaque unité de temps du marché, des produits sont échangés avant d'être livrés;
38. «heure d'ouverture du guichet intrajournalier entre zones», l'heure après laquelle où la capacité d'échange entre zones de dépôt des offres est libérée pour une unité de temps du marché donné et une frontière donnée de zone de dépôt des offres;
39. «heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones», l'heure après laquelle où l'allocation de la capacité d'échange entre zones n'est plus autorisée pour une unité de temps du marché donnée;
40. «module de gestion de la capacité», un système contenant des informations actualisées sur la capacité d'échange entre zones disponible aux fins de l'allocation de la capacité d'échange entre zones intrajournalière;
41. «produit non standard intrajournalier», un produit admis au couplage intrajournalier continu qui n'est pas destiné à assurer une livraison constante d'énergie, ou qui couvre une période dépassant une unité de temps du marché, et dont les caractéristiques spécifiques sont définies de façon à tenir compte des pratiques d'exploitation du réseau ou des besoins du marché, par exemple des ordres couvrant plusieurs unités de temps du marché ou des produits intégrant les coûts de démarrage d'unités de production;
42. «contrepartie centrale», l'entité ou les entités chargées de passer contrat avec les acteurs du marché, par la novation des contrats résultant du processus d'appariement, et d'organiser le transfert de positions nettes résultant de l'allocation de la capacité avec d'autres contreparties centrales ou agents de transfert;
43. «agent de transfert», l'entité ou les entités chargées de transférer les positions nettes entre les différentes contreparties centrales;
44. «fermeté», une garantie que les droits sur la capacité d'échange entre zones resteront inchangés et qu'une compensation sera versée en cas de changement;
45. «force majeure», tout événement ou toute situation imprévisibles ou inhabituels qui échappe à toute possibilité raisonnable de contrôle par le GRT, et qui ne sont pas imputables à une faute de sa part, qui ne peuvent être évités ou surmontés malgré toutes les mesures préventives et la diligence raisonnables déployées, qui ne peuvent être corrigés par des mesures raisonnablement envisageables sur le plan technique, financier ou économique pour le GRT, qui sont réellement survenus et sont objectivement vérifiables, et qui mettent le GRT dans l'impossibilité temporaire ou permanente de s'acquitter de ses obligations en application du présent règlement;
46. «excédent économique pour le couplage unique journalier ou intrajournalier», la somme i) du surplus du fournisseur pour le couplage unique journalier ou intrajournalier durant la période considérée, ii) du surplus du consommateur pour le couplage unique journalier ou intrajournalier, iii) du revenu de congestion et iv) des autres coûts et bénéfices lorsqu'ils augmentent l'efficacité économique durant la période considérée, les surplus du fournisseur et du consommateur correspondant à la

différence entre les ordres acceptés et le prix d'équilibre par unité d'énergie multipliée par le volume d'énergie des ordres.

Article 3

Objectifs de la coopération en matière d'allocation de la capacité et de gestion de la congestion

Le présent règlement vise à:

- (a) promouvoir une concurrence effective dans la production, les marchés de gros et la fourniture d'électricité;
- (b) assurer l'utilisation optimale des infrastructures de transport;
- (c) garantir la sécurité d'exploitation;
- (d) optimiser le calcul et l'allocation de la capacité d'échange entre zones;
- (e) assurer un traitement équitable et non discriminatoire des GRT, des NEMO, de l'Agence, des autorités de régulation et des acteurs du marché;
- (f) garantir et renforcer la transparence et la fiabilité de l'information;
- (g) contribuer à la gestion et au développement efficaces à long terme du réseau de transport de l'électricité et du secteur électrique dans l'Union;
- (h) respecter la nécessité d'un fonctionnement équitable et ordonné du marché et d'un processus équitable et ordonné de formation des prix;
- (i) établir des règles du jeu équitables pour les NEMO;
- (j) fournir un accès non discriminatoire à la capacité d'échange entre zones.

Article 4

Désignation des NEMO et révocation de la désignation

1. Chaque État membre relié électriquement à une zone de dépôt des offres dans un autre État membre veille à ce qu'un ou plusieurs NEMO soient désignés dans un délai de quatre mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement afin d'assurer le couplage unique journalier et/ou infrajournalier. À cet effet, les opérateurs du marché nationaux et non-nationaux peuvent être invités à demander leur désignation en qualité de NEMO.
2. Chaque État membre concerné veille à ce qu'au moins un NEMO soit désigné dans chaque zone de dépôt des offres sur son territoire. Les NEMO sont désignés pour un

mandat initial de quatre ans. Sauf dans les cas où l'article 5, paragraphe 1, s'applique, les États membres autorisent au moins une fois par an des candidatures à la désignation.

3. Sauf disposition contraire prise par les États membres, les autorités de régulation sont l'autorité investie du pouvoir de désignation, chargée de la désignation des NEMO, du contrôle de la conformité aux critères de désignation et, en cas de monopoles nationaux légaux, de l'approbation des commissions des NEMO ou de la méthodologie de calcul de ces commissions. Les États membres peuvent investir du pouvoir de désignation d'autres autorités que les autorités de régulation. En pareil cas, les États membres veillent à ce que l'autorité investie du pouvoir de désignation ait les mêmes droits et obligations que les autorités de régulation, afin de pouvoir s'acquitter efficacement de ses missions.
4. L'autorité investie du pouvoir de désignation examine si les candidats à la désignation en qualité de NEMO satisfont aux critères énoncés à l'article 6. Ces critères s'appliquent quel que soit le nombre de NEMO sélectionnés. Lors du choix de désignation des NEMO, toute discrimination entre candidats, en particulier entre les candidats nationaux et non-nationaux, est évitée. Si l'autorité investie du pouvoir de désignation n'est pas l'autorité de régulation, celle-ci émet un avis indiquant dans quelle mesure le candidat répond aux critères de désignation énoncés à l'article 6. Les désignations de NEMO ne peuvent être refusées que lorsque les critères de désignation prévus à l'article 6 ne sont pas remplis, ou conformément à l'article 5, paragraphe 1.
5. Un NEMO désigné dans un État membre a le droit d'offrir des services d'échanges journaliers et infrajournaliers avec livraison dans un autre État membre. Les règles régissant les échanges dans cet autre État membre s'appliquent sans que le dit NEMO doive être désigné en qualité de NEMO dans cet autre État membre. Les autorités investies du pouvoir de désignation surveillent tous les NEMO assurant le journalier et/ou infrajournalier dans leur État membre respectif. Conformément à l'article 19 du règlement (CE) n° 714/2009, les autorités investies du pouvoir de désignation veillent, dans leur État membre, au respect du présent règlement par tous les NEMO assurant le couplage unique journalier et/ou infrajournalier, quel que soit le lieu de désignation des NEMO. Les autorités chargées de la désignation des NEMO, de leur surveillance et de l'application des règles, échangent toutes les informations nécessaires pour une surveillance efficace des activités des NEMO.

Un NEMO désigné doit notifier à l'autorité investie du pouvoir de désignation d'un autre État membre son intention d'assurer le couplage unique journalier ou infrajournalier dans cet État membre deux mois avant de débiter ses opérations.

6. Par dérogation au paragraphe 5 du présent article, un État membre peut refuser les services d'échange par un NEMO désigné dans un autre État membre si:
 - (a) un monopole national légal existe pour les services d'échange journaliers et infrajournaliers dans l'État membre ou la zone de dépôt des offres de l'État membre dans lequel la livraison a lieu, conformément à l'article 5, paragraphe 1; ou

- (b) l'État membre dans lequel la livraison a lieu peut établir qu'il existe, pour la livraison sur son territoire de l'électricité achetée sur les marchés journaliers et infrajournaliers en faisant appel à des NEMO désignés dans un autre État membre, des obstacles techniques liés à la nécessité de veiller à ce que les objectifs du présent règlement soient atteints tout en maintenant la sécurité d'exploitation; ou
 - (c) les règles régissant les échanges dans l'État membre de livraison ne sont pas compatibles avec la livraison, dans cet État membre, de l'électricité achetée sur la base de services d'échange journaliers et infrajournaliers fournis par un NEMO désigné dans un autre État membre; ou
 - (d) le NEMO détient un monopole national légal au sens de l'article 5 dans l'État membre où il est désigné.
7. En cas de décision refusant les services d'échanges journaliers et/ou infrajournaliers avec livraison dans un autre État membre, l'État membre de livraison notifie sa décision au NEMO et à l'autorité investie du pouvoir de désignation de l'État membre où le NEMO est désigné, ainsi qu'à l'Agence et à la Commission. Le refus est dûment justifié. Dans les cas énoncés au paragraphe 6, points b) et c), la décision refusant les services d'échange avec livraison dans un autre État membre indique également par quels moyens et dans quel délai les obstacles techniques aux échanges peuvent être éliminés ou les règles nationales d'échange peuvent être rendues compatibles avec les services d'échange avec livraison dans un autre État membre. L'autorité investie du pouvoir de désignation dans l'État membre qui refuse les services d'échange examine la décision et publie un avis sur les moyens d'éliminer les obstacles aux services d'échange ou de les rendre compatibles avec les règles d'échange.
8. L'État membre dans lequel le NEMO a été désigné veille à ce que la désignation soit révoquée si un NEMO n'est plus conforme aux critères de l'article 6 et n'est pas en mesure de restaurer cette conformité dans les six mois à compter de la notification de la non-conformité par l'autorité de régulation. Si l'autorité de régulation n'est pas responsable de la désignation ni de la surveillance, elle est consultée sur la révocation. L'autorité investie du pouvoir de désignation notifie à ses homologues dans les autres États membres où le NEMO est actif que celui-ci n'est pas plus conforme, en même temps qu'elle le notifie au NEMO.
9. Si une autorité investie du pouvoir de désignation dans un État membre constate qu'un NEMO actif dans cet État membre sans y être désigné n'est plus conforme aux critères de l'article 6 en ce qui concerne ses activités dans cet État membre, elle doit notifier à ce NEMO sa non-conformité. Si le NEMO ne restaure pas la conformité dans un délai de trois mois à compter de la notification, l'autorité investie du pouvoir de désignation peut suspendre le droit d'offrir des services d'échange journaliers et infrajournaliers dans cet État membre jusqu'à ce que le NEMO restaure la conformité. L'autorité investie du pouvoir de désignation informe son homologue dans l'État membre où le NEMO est désigné, l'Agence et la Commission.
10. L'autorité investie du pouvoir de désignation informe l'Agence de la désignation et de la révocation des NEMO. L'Agence tient à jour sur son site internet une liste des NEMO désignés, avec indication de leur statut et de leurs lieux d'activité.

Article 5

Désignation des NEMO en cas de monopole national légal pour les services commerciaux

1. Si un monopole national légal pour les services d'échange journaliers et infrajournaliers qui exclut la désignation de plusieurs NEMO existe déjà dans un État membre ou dans une zone de dépôt des offres d'un État membre au moment de l'entrée en vigueur du présent règlement, l'État membre concerné doit en informer la Commission dans un délai de deux mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement et peut refuser la désignation de plus d'un NEMO par zone de dépôt des offres.

S'il y a plusieurs candidats en vue de la désignation d'un seul NEMO, l'État membre concerné désigne le candidat satisfait le mieux aux critères énoncés à l'article 6. Si un État membre refuse la désignation de plusieurs NEMO par zone de dépôt des offres, l'autorité nationale compétente fixe ou approuve les commissions du NEMO applicables aux échanges sur les marchés journalier et infrajournalier, suffisamment longtemps avant leur entrée en vigueur, ou spécifie les méthodologies utilisées pour les calculer.

Conformément à l'article 4, paragraphe 6, l'État membre concerné peut également refuser les services d'échange transfrontaliers offerts par un NEMO désigné dans un autre État membre. Toutefois, la protection des bourses de l'électricité existantes sur le territoire national contre des désavantages économiques liés à la concurrence ne constitue pas un motif valable de refus.

2. Aux fins du présent règlement, un monopole national légal est réputé exister lorsque la législation nationale prévoit expressément qu'une seule entité dans l'État membre ou dans une zone de dépôt des offres de l'État membre peut assurer des services d'échange journaliers et infrajournaliers.
3. Deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, la Commission remet un rapport au Parlement européen et au Conseil, conformément à l'article 24 du règlement (CE) n° 714/2009, sur la mise en place du couplage unique journalier et infrajournalier dans les États membres, mettant l'accent en particulier sur l'évolution de la concurrence entre les NEMO. Sur la base de ce rapport, et si la Commission juge que rien ne justifie le maintien des monopoles nationaux légaux ou le refus constant d'un État membre d'autoriser des échanges transfrontaliers par un NEMO désigné dans un autre État membre, elle peut envisager des mesures législatives ou appropriées pour renforcer la concurrence et les échanges à l'intérieur des États membres et entre eux. La Commission inclut également dans ce rapport une évaluation de la gouvernance du couplage unique journalier et infrajournalier mise en place par le présent règlement, en mettant particulièrement l'accent sur la transparence des fonctions OCM assurées conjointement par les NEMO. Sur la base de ce rapport, et si la Commission juge qu'il y a ambiguïté à exercer les fonctions monopolistiques d'OCM et d'autres missions des NEMO, elle peut envisager des mesures législatives ou appropriées pour renforcer la transparence et l'efficacité du fonctionnement du couplage unique journalier et infrajournalier.

Article 6
Critères de désignation des NEMO

1. Un candidat n'est désigné en qualité de NEMO que s'il satisfait à toutes les exigences suivantes:
 - (a) il a acquis ou acquiert contractuellement les ressources adéquates pour la gestion commune, coordonnée et conforme du couplage unique journalier et/ou infrajournalier, y compris les ressources nécessaires pour exercer les fonctions de NEMO, des ressources financières, les technologies de l'information, les infrastructures techniques et les procédures opérationnelles nécessaires, ou il apporte la preuve qu'il est en mesure de disposer de ces ressources dans un délai de préparation raisonnable avant de prendre ses fonctions en application de l'article 7;
 - (b) il est en mesure d'assurer l'accès des acteurs du marché à l'information concernant les missions du NEMO visées à l'article 7;
 - (c) il assure un bon rapport coût-efficacité en ce qui concerne le couplage unique journalier et infrajournalier et tient, dans sa comptabilité interne, des comptes séparés pour les fonctions d'OCM et les autres activités, afin d'empêcher les subventions croisées;
 - (d) il présente un niveau adéquat de séparation de ses activités avec celles des autres acteurs du marché;
 - (e) s'il est désigné en qualité de monopole national légal pour les services d'échanges journaliers et infrajournaliers dans un État membre, il n'utilise pas les redevances prévues à l'article 5, paragraphe 1, pour financer ses activités journalières ou infrajournalières dans un État membre autre que celui où ces redevances sont perçues;
 - (f) il est en mesure de traiter tous les acteurs du marché d'une manière non discriminatoire;
 - (g) il met en place des modalités appropriées de surveillance du marché;
 - (h) il met en place des accords appropriés de transparence et de confidentialité avec les acteurs du marché et les GRT;
 - (i) il est en mesure de fournir les services nécessaires de compensation et de règlement;
 - (j) il est en mesure de mettre en place les systèmes de communication et les procédures automatiques nécessaires pour la coordination avec les GRT de l'État membre.
2. Les critères de désignation énoncés au paragraphe 1 sont appliqués de telle manière que la concurrence entre les NEMO s'exerce de façon équitable et non discriminatoire.

Article 7
Missions des NEMO

1. Les NEMO agissent en qualité d'opérateurs de marchés nationaux ou régionaux afin d'assurer, en coopération avec les GRT, le couplage unique journalier et infrajournalier. Leurs missions consistent notamment à réceptionner les ordres émis par les acteurs du marché, à assumer la responsabilité globale de l'appariement et de l'allocation des ordres conformément aux résultats du couplage unique journalier et infrajournalier, à publier les prix et à assurer le règlement et la compensation des contrats résultant des transactions conformément aux accords pertinents entre les acteurs et aux règles applicables.

En ce qui concerne le couplage unique journalier et infrajournalier, les NEMO sont chargés en particulier des missions suivantes:

- (a) exercer les fonctions d'OCM énoncées au paragraphe 2 en coordination avec les autres NEMO;
- (b) établir collectivement les exigences applicables au couplage unique journalier et infrajournalier, ainsi que les exigences applicables aux fonctions d'OCM et à l'algorithme de couplage par les prix pour toutes les questions liées au fonctionnement du marché de l'électricité, conformément au paragraphe 2 du présent article et aux articles 36 et 37;
- (c) déterminer les prix maximaux et minimaux, conformément aux articles 41 et 54;
- (d) anonymiser et communiquer les informations reçues sur les ordres nécessaires pour exercer les fonctions d'OCM prévues au paragraphe 2 du présent article et aux articles 40 et 53;
- (e) évaluer les résultats obtenus par calcul dans le cadre des fonctions d'OCM énoncées à l'article 2 du présent article, allouer les ordres sur la base de ces résultats, valider définitivement les résultats s'ils sont jugés corrects et en assumer la responsabilité, conformément aux articles 48 et 60;
- (f) informer les acteurs du marché des résultats de leurs ordres, conformément aux articles 48 et 60;
- (g) faire office de contreparties centrales pour le règlement et la compensation des échanges d'énergie résultant du couplage unique journalier et infrajournalier conformément à l'article 68, paragraphe 3;
- (h) établir conjointement avec les NEMO et les GRT concernés, conformément à l'article 36, paragraphe 3, des procédures en mode dégradé pour le fonctionnement des marchés nationaux et régionaux, pour le cas où aucun des résultats visés à l'article 39, paragraphe 2, n'est produit par les fonctions d'OCM, en tenant compte des procédures de repli prévues à l'article 44;
- (i) fournir conjointement aux autorités de régulation compétentes et aux GRT des prévisions de coûts pour le couplage unique journalier et infrajournalier, ainsi que des informations sur les coûts, lorsqu'il est prévu que les coûts des NEMO

relatifs à la mise en place, la modification et l'exécution du couplage unique journalier et infrajournalier doivent être couverts par la contribution des GRT concernés, conformément aux articles 75 à 77 et à l'article 80;

- (j) le cas échéant, conformément aux articles 45 et 57, se coordonner avec les GRT afin de mettre en place des modalités relatives à la présence de plusieurs NEMO dans une zone de dépôt des offres, et assurer le couplage unique à jour et/ou infrajournalier selon les modalités approuvées.
2. Les NEMO exercent les fonctions d'OCM conjointement avec les autres NEMO. Ces fonctions sont notamment les suivantes:
- (a) mettre au point et tenir à jour les algorithmes, systèmes et procédures nécessaires pour le couplage unique journalier et infrajournalier, conformément aux articles 36 et 51;
 - (b) traiter les données relatives à la capacité d'échange entre zones et aux contraintes d'allocation fournies par les responsables du calcul coordonné de la capacité conformément aux articles 46 et 58;
 - (c) opérer les algorithmes de couplage par les prix et d'appariement continu des transactions conformément aux articles 48 et 60;
 - (d) valider les résultats du couplage unique journalier et infrajournalier et les communiquer aux NEMO, conformément aux articles 48 et 60.
3. Huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les NEMO soumettent à toutes les autorités de régulation et à l'Agence un plan indiquant les modalités de mise en place et d'exercice conjoints des fonctions d'OCM énoncées au paragraphe 2, y compris les projets d'accord nécessaires entre les NEMO et avec des tiers. Ce plan comporte une description détaillée de mise en œuvre, assortie d'une proposition de calendrier sur douze mois maximum, ainsi qu'une description de l'incidence attendue des modalités et conditions, ou des méthodologies, sur la mise en place et l'exercice des fonctions d'OCM énoncées au paragraphe 2.
4. La coopération entre les NEMO est strictement limitée à ce qui est nécessaire pour l'efficacité et la sûreté de la conception, de la mise en place et de l'exécution du couplage unique journalier et infrajournalier. L'exercice conjoint des fonctions d'OCM se fonde sur le principe de non-discrimination et garantit qu'aucun NEMO ne peut bénéficier d'avantages économiques injustifiés liés à sa participation aux fonctions d'OCM.
5. L'Agence suit les progrès des NEMO dans la mise en place et l'exercice des fonctions d'OCM, en particulier en ce qui concerne le cadre contractuel et réglementaire ainsi que la préparation technique à l'exercice des fonctions d'OCM. Douze mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, l'Agence indique dans un rapport adressé à la Commission si les progrès dans la mise en place et l'exécution du couplage unique journalier et infrajournalier sont satisfaisants.

L'Agence peut évaluer l'efficacité et l'efficience de l'établissement et de l'exercice de la fonction d'OCM à tout moment. Si cette évaluation démontre que les exigences ne sont pas satisfaites, l'Agence peut recommander à la Commission toute mesure

supplémentaire nécessaire pour instaurer en temps voulu et avec efficacité et efficacie le couplage unique journalier et infrajournalier.

6. Si les NEMO ne soumettent pas de plan conformément à l'article 7, paragraphe 3, pour la mise en place des fonctions d'OCM visées au paragraphe 2 du présent article pour les échéances du marché journalier ou du marché infrajournalier, la Commission peut, conformément à l'article 9, paragraphe 4, proposer une modification du présent règlement, prévoyant en particulier de charger l'ENTSO-E ou une autre entité de l'exercice des fonctions d'OCM pour le couplage unique journalier ou pour le couplage unique infrajournalier, à la place des NEMO.

Article 8

Missions des GRT liées au couplage unique journalier et infrajournalier

1. Dans les États membres électriquement reliés à un autre État membre, tous les GRT participent au couplage unique journalier et infrajournalier.
2. Les GRT sont chargés des missions suivantes:
 - (a) établir conjointement les exigences applicables aux algorithmes de couplage par les prix et d'appariement continu des transactions pour tous les aspects liés à l'allocation de la capacité, conformément à l'article 37, paragraphe 1, point a);
 - (b) valider conjointement les algorithmes d'appariement sur la base des exigences visées au point a) du présent paragraphe, conformément à l'article 37, paragraphe 4;
 - (c) établir et exécuter le calcul de la capacité, conformément aux articles 14 à 30;
 - (d) si nécessaire, établir les modalités d'allocation de la capacité d'échange entre zones et d'autres modalités conformément aux articles 45 et 57;
 - (e) calculer et communiquer la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation, conformément aux articles 46 et 58;
 - (f) vérifier les résultats du couplage unique journalier en termes de capacité d'échange entre zones validée et de contraintes d'allocation, conformément à l'article 48, paragraphe 2, et à l'article 52;
 - (g) mettre en place, au besoin, des responsables du calcul des échanges programmés chargés de calculer et publier les échanges programmés aux frontières entre zones de dépôt des offres, conformément aux articles 49 et 56;
 - (h) respecter les résultats du couplage unique journalier et infrajournalier calculés conformément aux articles 39 et 52;
 - (i) établir et appliquer les procédures en mode dégradé en tant que de besoin pour l'allocation de la capacité, conformément à l'article 44;
 - (j) proposer les heures d'ouverture et de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, conformément à l'article 59;

- (k) répartir les revenus de congestion conformément à la méthodologie conjointement définie en application de l'article 73;
- (l) en cas d'accord en ce sens, faire office d'agents de transfert pour assurer le transfert des positions nettes, conformément à l'article 68, paragraphe 6.

Article 9

Adoption des modalités et conditions ou des méthodologies

1. Les GRT et les NEMO définissent les modalités et les conditions ou les méthodologies requises par le présent règlement et les soumettent pour approbation aux autorités de régulation compétentes dans les délais respectifs fixés par le présent règlement. Lorsqu'une proposition concernant les modalités et conditions ou les méthodologies en application du présent règlement doit être préparée et faire l'objet d'un accord par plusieurs GRT ou NEMO, les GRT et NEMO participants coopèrent étroitement. Les GRT, assistés de l'ENTSO pour l'électricité, et tous les NEMO informent régulièrement les autorités de régulation compétentes et l'Agence des progrès accomplis dans la définition de ces modalités et conditions ou de ces méthodologies.
2. Les GRT ou les NEMO statuant sur les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies conformément à l'article 9, paragraphe 6, statuent à la majorité qualifiée s'ils ne parviennent pas à un consensus. La majorité qualifiée doit être atteinte dans chaque classe de votants des GRT et des NEMO le cas échéant. Une majorité qualifiée pour les propositions en conformité avec l'article 9, paragraphe 6, correspond à une majorité:
 - (a) des GRT ou des NEMO représentant au moins 55 % des États membres et
 - (b) des GRT ou des NEMO 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 9, paragraphe 6, doit inclure des GRT ou des NEMO représentant au moins quatre États membres, faute de quoi la majorité qualifiée est réputée atteinte.

Pour les décisions des GRT sur la base de l'article 9, paragraphe 6, 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.

Pour les décisions des NEMO sur la base de l'article 9, paragraphe 6, une voix est attribuée par État membre. Chaque NEMO dispose d'un nombre de voix égal au nombre d'États membres dans lequel il est désigné. Si plusieurs NEMO sont désignés sur le territoire d'un État membre, cet État membre répartit les droits de vote parmi les NEMO en tenant compte de leur volume respectif d'électricité commercialisé dans cet État membre au cours du dernier exercice financier.

3. Sauf dans le cas de l'article 43, paragraphe 1, de l'article 44, de l'article 56, paragraphe 1, de l'article 63 et de l'article 74, paragraphe 1, les GRT statuant sur des propositions de modalités et conditions ou de méthodologies en conformité avec l'article 9, paragraphe 7, statuent à la majorité qualifiée s'ils ne parviennent pas à un

consensus et que les régions concernées sont composées de plus de cinq États membres. La majorité qualifiée doit être atteinte dans chacune des classes de votants des GRT et des NEMO. Une majorité qualifiée pour les propositions en conformité avec l'article 9, paragraphe 7 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 9, paragraphe 7, doit inclure au moins le plus petit nombre 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.

Les GRT statuant sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies en conformité avec l'article 9, paragraphe 7, en relation avec des régions composées de cinq États membres ou moins statuent sur la base du consensus.

Pour les décisions des GRT sur la base de l'article 9, paragraphe 7, 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.

Les NEMO statuant sur des propositions de modalités et conditions ou de méthodologies en conformité avec l'article 9, paragraphe 7, statuent sur la base du consensus.

4. Si les GRT ou les NEMO ne soumettent pas aux autorités de régulation nationales de proposition concernant des modalités et des conditions ou des 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 permettre l'adoption, dans un délai de quatre mois à compter de la réception des informations communiquées par l'Agence, des modalités et conditions ou des méthodologies requises.
5. Chaque autorité de régulation approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT et les NEMO aux fins du calcul ou de la mise en place du couplage unique journalier et du couplage unique infrajournalier. Les autorités de régulation sont responsables de l'approbation des modalités et conditions ou des méthodologies visées aux paragraphes 6, 7 et 8.
6. Les propositions concernant les modalités et conditions ou méthodologies suivantes font l'objet d'une approbation par toutes les autorités de régulation:
 - (a) le plan d'exercice conjoint des fonctions d'OCM, conformément à l'article 7, paragraphe 3;

- (b) les régions pour le calcul de la capacité, conformément à l'article 15, paragraphe 1;
 - (c) la méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation, conformément à l'article 16, paragraphe 1;
 - (d) la méthodologie pour le modèle de réseau commun, conformément à l'article 17, paragraphe 1;
 - (e) la proposition concernant une méthodologie harmonisée pour le calcul de la capacité, conformément à l'article 21, paragraphe 4;
 - (f) la méthodologie en mode dégradé, conformément à l'article 36, paragraphe 3;
 - (g) l'algorithme soumis par les NEMO en application de l'article 37, paragraphe 3, y compris les ensembles d'exigences des GRT et des NEMO applicables à la mise au point des algorithmes, conformément à l'article 37, paragraphe 1;
 - (h) les produits qui peuvent être pris en compte par les NEMO dans les processus de couplage unique journalier et infrajournalier, conformément aux articles 40 et 53;
 - (i) les prix maximaux et minimaux, conformément à l'article 41, paragraphe 1, et à l'article 54, paragraphe 2;
 - (j) la méthodologie de tarification de la capacité infrajournalière, à élaborer conformément à l'article 55, paragraphe 1;
 - (k) les heures d'ouverture et de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, conformément à l'article 59, paragraphe 1;
 - (l) l'heure limite de fermeture journalière, conformément à l'article 69;
 - (m) la méthodologie pour la répartition du revenu de congestion, conformément à l'article 73, paragraphe 1.
7. Les modalités et conditions ou méthodologies suivantes font l'objet d'une approbation par toutes les autorités de régulation de la région concernée:
- (a) la méthodologie commune pour le calcul de la capacité, conformément à l'article 20, paragraphe 2;
 - (b) les décisions relatives à l'introduction et au report du calcul de la capacité fondée sur les flux, conformément à l'article 20, paragraphes 2 à 6, et les décisions relatives aux dérogations, conformément à l'article 20, paragraphe 7;
 - (c) la méthodologie pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés, conformément à l'article 35, paragraphe 1;
 - (d) les méthodologies communes pour le calcul des échanges programmés, conformément à l'article 43, paragraphe 1, et à l'article 56, paragraphe 1;
 - (e) les procédures en mode dégradé, conformément à l'article 44;

- (f) les enchères régionales complémentaires, conformément à l'article 63, paragraphe 1;
 - (g) les conditions pour la mise en œuvre de l'allocation explicite, conformément à l'article 64, paragraphe 2;
 - (h) la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie, conformément à l'article 74, paragraphe 1.
8. Les modalités et conditions ou les méthodologies suivantes sont soumises à l'approbation individuelle de chaque autorité de régulation ou autre autorité compétente des États membres concernés:
- (a) le cas échéant, la désignation, la révocation et la suspension de la désignation des NEMO conformément à l'article 4, paragraphes 2, 8 et 9;
 - (b) le cas échéant, les redevances ou les méthodologies de calcul des redevances à verser aux NEMO en lien avec les échanges sur les marchés journalier et infrajournalier, conformément à l'article 5, paragraphe 1;
 - (c) les propositions de chaque GRT aux fins de la révision de la configuration des zones de dépôt des offres, conformément à l'article 32, paragraphe 1, point d);
 - (d) le cas échéant, la proposition d'allocation de la capacité d'échange entre zones et les autres modalités conformément aux articles 45 et 57;
 - (e) les coûts de l'allocation de la capacité et de la gestion de la congestion, conformément aux articles 75 à 79;
 - (f) le cas échéant, le partage des coûts régionaux du couplage unique journalier et infrajournalier, conformément à l'article 80, paragraphe 4.
9. 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. Celles qui sont soumises à l'approbation de plusieurs ou de toutes les autorités de régulation sont également soumises, au même moment, à l'Agence. 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.
10. 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. Le cas échéant, les autorités de régulation compétentes tiennent compte de l'avis de l'Agence. Les autorités de régulation statuent sur les modalités et conditions ou les méthodologies soumises en application des paragraphes 6, 7 et 8 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.

11. Lorsque les autorités de régulation ne sont pas parvenues à un accord dans le délai visé au paragraphe 10, ou à leur demande conjointe, l'Agence statue sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies soumises dans un délai de six mois, conformément à l'article 8, paragraphe 1, du règlement (CE) n° 713/2009.
12. Dans le cas où une ou plusieurs autorités de régulation demandent une modification avant d'approuver les modalités et conditions ou les méthodologies soumises en application des paragraphes 6, 7 et 8, les GRT ou les NEMO concernés leur soumettent pour approbation, dans un délai de deux mois à compter de la demande, une proposition de version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies. Les autorités de régulation compétentes statuent sur la version modifiée dans un délai de deux mois à compter de sa soumission. Lorsque les autorités de régulation compétentes ne sont pas parvenues à un accord sur les modalités et conditions ou les méthodologies en application des paragraphes 6 et 7 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 ou les NEMO concernés ne soumettent pas de proposition modifiée de modalités et conditions ou de méthodologies, la procédure prévue au paragraphe 4 du présent article s'applique.
13. Les GRT ou les NEMO responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies ou les autorités de régulation responsables de leur adoption conformément aux paragraphes 6, 7 et 8 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 conformément à la procédure énoncée à l'article 12 et sont approuvées conformément à la procédure énoncée dans le présent article.
14. Les GRT et les NEMO chargés d'établir 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 établissement, sauf lorsque ces informations sont considérées confidentielles en application de l'article 13.

Article 10

Gestion journalière du couplage unique journalier et infrajournalier

Les GRT et les NEMO organisent conjointement la gestion journalière du couplage unique journalier et infrajournalier. Ils se réunissent régulièrement pour examiner les questions opérationnelles au quotidien et statuer à ce propos. Les GRT et les NEMO invitent l'Agence et la Commission en tant qu'observateurs à ces réunions et en publient les procès-verbaux.

Article 11
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 le couplage unique journalier et infrajournalier 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, notamment en ce qui concerne le couplage unique journalier et infrajournalier. Elle ne remplace pas les consultations des parties intéressées conformément à l'article 12.

Article 12
Consultation

1. Les GRT et les NEMO 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, lorsque le présent règlement le prévoit explicitement. 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 et les NEMO à l'échelon de l'Union sont publiées et soumises à consultation à l'échelon de l'Union. Les propositions soumises par les GRT et les NEMO 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 entités responsables de la proposition de modalités et conditions ou de méthodologies examinent dûment les vues exprimées par les parties prenantes lors des consultations menées conformément au paragraphe 1, avant sa soumission aux autorités de régulation pour approbation, si cette dernière est prévue à l'article 9, ou avant la publication, dans tous les autres cas. En tout état de cause, les raisons pour lesquelles les avis exprimés lors de la consultation ont été ou non pris en considération doivent être exposées de manière claire et 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 13
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 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, des autres dispositions du présent règlement ou des autres actes applicables de la législation de l'Union.

4. Sans préjudice des cas couverts par le droit national, les autorités de régulation, les organes ou les personnes qui reçoivent des informations confidentielles en application du présent règlement ne peuvent les utiliser qu'aux fins de l'exercice de leurs fonctions en application du présent règlement.

TITRE II

Exigences applicables aux modalités, conditions et méthodologies relatives à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

Chapitre 1

Calcul de la capacité

Section 1

Exigences générales

Article 14

Échéances pour le calcul de la capacité

1. Tous les GRT calculent la capacité d'échange entre zones au moins pour les échéances suivantes:
 - (a) Journalier pour le marché correspondant;
 - (b) infrajournalier, pour le marché correspondant.
2. Pour l'échéance du marché journalier, les valeurs individuelles de la capacité d'échange entre zones pour chaque unité de temps du marché journalier sont calculées. Pour l'échéance du marché infrajournalier, les valeurs individuelles de la capacité d'échange entre zones pour chaque unité restante de temps du marché infrajournalier sont calculées.
3. Pour l'échéance du marché journalier, le calcul de la capacité se fonde sur les dernières informations disponibles. La mise à jour des informations pour l'échéance du marché journalier ne commence pas avant 15:00, heure du marché, deux jours avant le jour de livraison.
4. Tous les GRT de chaque zone pour le calcul de la capacité veillent à ce que la capacité d'échange entre zones soit recalculée dans l'échéance du marché infrajournalier sur la base des informations les plus récentes. La fréquence de ce nouveau calcul tient compte de l'efficacité et de la sécurité d'exploitation.

Article 15
Régions pour le calcul de la capacité

1. Dans les trois mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent conjointement une proposition commune concernant la détermination des régions pour le calcul de la capacité. Leur proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.
2. La proposition visée au paragraphe 1 définit les frontières des zones de dépôt des offres attribuées aux GRT qui sont membres de chaque région de calcul de la capacité. Les exigences suivantes sont satisfaites:
 - (a) la proposition tient compte des régions spécifiées à l'annexe I, paragraphe 3, point 2, du règlement (CE) n° 714/2009;
 - (b) chaque frontière de zone de dépôt des offres, ou deux frontières distinctes de zones de dépôts des offres le cas échéant, par lesquelles passe une interconnexion entre les deux zones de dépôt des offres, est assignée à une seule région de calcul de la capacité;
 - (c) les GRT sont affectés, au moins, à toutes les régions pour le calcul de la capacité pour lesquelles ils ont des frontières de zones de dépôts des offres.
3. Les régions pour le calcul de la capacité qui appliquent une approche fondée sur les flux sont fusionnées en une seule région de calcul de la capacité si les conditions cumulatives suivantes sont réunies:
 - (d) leurs réseaux de transport sont directement reliés entre eux;
 - (e) elles participent à la même zone de couplage unique journalier ou infrajournalier;
 - (f) les fusionner est plus efficace que de les maintenir séparées. Les autorités de régulation compétentes peuvent demander une analyse coûts--bénéfices conjointe aux GRT concernés afin d'évaluer l'efficacité de la fusion.

Section 2

Le modèle de réseau commun

Article 16

Méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation

1. Dans les dix mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent conjointement une proposition de méthodologie unique pour la fourniture des données sur la production et la consommation nécessaires pour établir le modèle de réseau commun, laquelle est soumise à consultation conformément à l'article 12. La proposition contient une justification de la demande visant à obtenir des informations qui s'appuie sur les objectifs du présent règlement.

2. La proposition de méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation précise les unités de production et de consommation qui doivent transmettre des informations à leur GRT aux fins du calcul de la capacité.
3. La proposition de méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation précise les informations que les unités de production et de consommation doivent fournir aux GRT. Ces informations comprennent au minimum:
 - (a) des informations relatives à leurs caractéristiques techniques;
 - (b) des informations relatives à la disponibilité des unités de production et de consommation;
 - (c) des informations relatives aux programmes des unités de production;
 - (d) les informations pertinentes disponibles relatives au dispatching des unités de production.
4. La méthodologie précise les délais applicables aux unités de production et de consommation pour la fourniture des informations visées au paragraphe 3.
5. Chaque GRT utilise et partage avec les autres GRT les informations visées au paragraphe 3. Les informations visées au paragraphe 3, point d), sont utilisées uniquement en vue du calcul de la capacité.
6. Au plus tard deux mois après l'approbation de la méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation par toutes les autorités de régulation, l'ENTSO pour l'électricité publique:
 - (a) une liste des entités tenues de fournir des informations aux GRT;
 - (b) une liste des informations visées au paragraphe 3 qui doivent être fournies;
 - (c) les délais de transmission des informations.

Article 17

Méthodologie relative au modèle de réseau commun

1. Dans les dix mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition de méthodologie relative au modèle de réseau commun. La proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.
2. La méthodologie relative au modèle de réseau commun permet l'établissement d'un modèle de réseau commun. Elle contient au minimum les éléments suivants:
 - (a) une définition des scénarios en application de l'article 18;
 - (a) une définition des modèles de réseaux individuels en application de l'article 19;

- (b) une description du processus de fusion des modèles de réseaux individuels en vue de constituer le modèle de réseau commun.

Article 18
Scénarios

1. Tous les GRT élaborent conjointement des scénarios communs pour chaque échéance de calcul de la capacité visé à l'article 14, paragraphe 1, points a) et b). Les scénarios communs sont utilisés pour décrire une situation prévisionnelle spécifique pour la production, la consommation et la topologie du réseau relatives au réseau de transport dans le modèle de réseau commun.
2. Un scénario par unité de temps du marché est élaboré pour les échéances de calcul de la capacité journalier et infrajournalier.
3. Pour chaque scénario, tous les GRT élaborent conjointement des règles communes pour déterminer la position nette dans chaque zone de dépôt des offres et les flux pour chaque ligne de courant continu. Ces règles communes sont fondées sur la meilleure prévision de position nette pour chaque zone de dépôt des offres et sur la meilleure prévision de flux pour chaque ligne de courant continu, pour chaque scénario, et comprennent l'équilibre global entre la consommation et la production pour le réseau de transport de l'Union. Aucune discrimination indue n'est introduite entre les échanges internes et ceux entre zones lors de la définition de scénarios, conformément à l'annexe I, point 1.7, du règlement (CE) n° 714/2009.

Article 19
Modèle de réseau individuel

1. Pour chaque zone de dépôt des offres et pour chaque scénario:
 - (a) tous les GRT de la zone de dépôt des offres fournissent conjointement un modèle unique de réseau individuel conforme aux dispositions de l'article 18, paragraphe 3; ou
 - (b) chaque GRT de la zone de dépôt des offres fournit un modèle de réseau individuel pour sa zone de contrôle, y compris les interconnexions, à condition que la somme des positions nettes des zones de contrôle, y compris les interconnexions, couvrant la zone de dépôt des offres soit conforme à l'article 18, paragraphe 3.
2. Chaque modèle de réseau individuel représente la meilleure prévision des conditions du réseau de transport pour chaque scénario indiqué par le ou les GRT, qu'il est possible d'établir au moment de l'élaboration dudit modèle.
3. Les modèles de réseaux individuels couvrent tous les éléments de réseau du système de transport qui sont utilisés dans l'analyse de la sécurité d'exploitation au niveau régional pour l'échéance concernée.
4. Tous les GRT harmonisent dans toute la mesure du possible la conception des modèles de réseaux individuels.

5. Chaque GRT fournit dans le modèle de réseau individuel toutes les données nécessaires aux analyses des flux de puissance active et réactive et de la tension en régime permanent.
6. Le cas échéant, et sur la base d'un accord entre tous les GRT d'une région de calcul de la capacité, tous les GRT de ladite région échangent des données entre eux pour permettre les analyses de la tension et de la stabilité dynamique.

Section 3

Méthodologies pour le calcul de la capacité

Article 20

Introduction de la méthodologie pour le calcul de la capacité fondée sur les flux

1. Pour l'échéance du marché journalier et l'échéance du marché intrajournalier, l'approche suivie dans les méthodologies communes pour le calcul de la capacité est celle fondée sur les flux, sauf si l'exigence énoncée au paragraphe 7 est satisfaite.
2. Au plus tard 10 mois après l'approbation de la proposition relative à une région de calcul de la capacité conformément à l'article 15, paragraphe 1, tous les GRT de chaque région de calcul de la capacité soumettent une proposition de méthodologie commune relative au calcul coordonné de la capacité dans leur région respective. La proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12. La proposition en application du présent paragraphe, concernant la méthodologie de calcul de la capacité au sein des régions dans le cas des régions pour le calcul de la capacité fondées sur l'«Europe du nord-ouest» et l'«Europe centrale et orientale», telles que définies à l'annexe I, point 3.2 b) et d), du règlement (CE) n° 714/2009, ainsi que dans le cas des régions visées aux paragraphes 3 et 4, est accompagnée d'un cadre commun pour la coordination et la compatibilité entre les régions des méthodologies fondées sur les flux qui doivent être élaborées conformément au paragraphe 5.
3. Les GRT de la région de calcul de la capacité dans laquelle l'Italie, telle que définie à l'annexe I, point 3.2 c), du règlement n° 714/2009, est incluse, peuvent repousser le délai, sans préjudice de l'obligation, prévue au paragraphe 1, de soumettre la proposition de méthodologie commune de calcul coordonné de la capacité selon une approche fondée sur les flux pour la région en cause en application du paragraphe 2, jusqu'à six mois après l'entrée de la Suisse dans le couplage unique journalier. La proposition n'inclut pas nécessairement les frontières des zones de dépôt des offres internes à l'Italie et situées entre l'Italie et la Grèce.
4. Au plus tard six mois après qu'au moins toutes les parties contractantes de la Communauté de l'énergie issues de l'Europe du sud-est ont adhéré au couplage unique journalier, les GRT d'au moins la Croatie, la Roumanie, la Bulgarie et la Grèce soumettent conjointement une proposition visant à instaurer une méthodologie commune pour le calcul de la capacité selon l'approche fondée sur les flux pour l'échéance des marchés journalier et intrajournalier. La proposition prévoit une date de mise en œuvre de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité selon l'approche fondée sur les flux fixée au plus tard à deux ans après l'adhésion de toutes

les parties contractantes de la Communauté de l'énergie issues de l'Europe du sud-est au couplage unique journalier. Les GRT des États membres qui ont des frontières avec d'autres régions sont encouragés à se joindre aux initiatives visant à mettre en œuvre dans ces régions une méthodologie commune pour le calcul de la capacité selon l'approche fondée sur les flux.

5. Dès lors qu'au moins deux régions adjacentes pour le calcul de la capacité à l'intérieur de la même zone synchrone mettent en œuvre une méthodologie de calcul de la capacité selon l'approche fondée sur les flux pour l'échéance journalière et infrajournalière, elles sont considérées comme une seule région à cet effet, et les GRT de cette région soumettent dans les six mois une proposition visant à appliquer une méthodologie commune de calcul de la capacité selon une approche fondée sur les flux pour l'échéance du marché journalier ou infrajournalier. La proposition prévoit une date de mise en œuvre de la méthodologie commune de calcul de la capacité transrégionale située au plus tard 12 mois après la mise en œuvre de l'approche fondée sur le flux dans ces régions, en ce qui concerne la méthodologie pour l'échéance du marché journalier, et 18 mois, en ce qui concerne la méthodologie pour l'échéance du marché infrajournalier. Les délais indiqués dans le présent paragraphe peuvent être adaptés conformément au paragraphe 6.

Les deux régions pour le calcul de la capacité qui sont à l'origine de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité peuvent la mettre en œuvre avant d'élaborer une méthodologie commune pour le calcul de la capacité avec une autre région.

6. Si les GRT concernés sont en mesure de démontrer que l'application des méthodologies communes fondées sur les flux conformément aux paragraphes 4 et 5 ne serait pas, pour le moment, plus efficiente à niveau égal de sécurité d'exploitation, ils peuvent demander conjointement aux autorités de régulation compétentes de reporter les délais.
7. Les GRT peuvent demander conjointement aux autorités de régulation compétentes d'appliquer l'approche NTC coordonnée dans les régions et aux frontières de zones de dépôt des offres autres que celles visées aux paragraphes 2 à 4, si les GRT concernés sont en mesure de démontrer que l'application de la méthodologie pour le calcul de la capacité fondée sur les flux ne serait pas pour le moment plus efficiente que l'approche NTC coordonnée à niveau égal de sécurité d'exploitation dans la région concernée.
8. Pour permettre aux acteurs du marché de s'adapter à toute modification éventuelle de l'approche suivie pour le calcul de la capacité, les GRT concernés mettent cette nouvelle approche à l'essai en parallèle avec l'approche existante et font participer les acteurs du marché pendant au moins six mois avant de mettre en œuvre une proposition de modification de l'approche qu'ils suivent pour le calcul de la capacité.
9. Les GRT de chaque région de calcul de la capacité appliquant l'approche fondée sur les flux créent et mettent à disposition un outil qui permet aux acteurs du marché d'évaluer l'interaction entre les capacités entre zones et les échanges entre zones de dépôt des offres.

Article 21
Méthodologie pour le calcul de la capacité

1. La proposition de méthodologie commune pour le calcul de la capacité relative à une région pour le calcul de la capacité déterminée conformément à l'article 20, paragraphe 2, comporte au minimum les éléments suivants pour chaque échéance de calcul de la capacité:
 - (a) les méthodologies de calcul des données d'entrée pour le calcul de la capacité, comprenant les paramètres suivants:
 - (i) une méthodologie pour la détermination de la marge de fiabilité conformément à l'article 22;
 - (ii) les méthodologies pour la détermination des limites de sécurité d'exploitation, des aléas à prendre en compte dans le calcul de la capacité et des contraintes d'allocation pouvant être appliquées, conformément à l'article 23;
 - (iii) la méthodologie pour la détermination des clés de variation de la production conformément à l'article 24;
 - (iv) la méthodologie pour la détermination des actions correctives à prendre en compte dans le calcul de la capacité conformément à l'article 25;
 - (b) une description détaillée de l'approche suivie pour le calcul de la capacité comprenant les éléments suivants:
 - (i) une description mathématique de l'approche utilisée pour le calcul de la capacité avec différentes données d'entrée pour ledit calcul;
 - (ii) des règles visant à empêcher toute discrimination indue entre les échanges internes et les échanges entre zones, pour assurer la conformité avec le point 1.7 de l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009;
 - (iii) des règles pour la prise en compte, le cas échéant, de la capacité d'échange entre zones préalablement allouée;
 - (iv) des règles relatives à l'ajustement des flux d'électricité sur les éléments critiques de réseau ou de la capacité d'échange entre zones à la suite d'actions correctives conformément à l'article 25;
 - (v) pour l'approche fondée sur les flux, une description mathématique du calcul des coefficients d'influençement et du calcul des marges disponibles sur les éléments critiques de réseau;
 - (vi) pour l'approche NTC coordonnée, les règles de calcul de la capacité d'échange entre zones, y compris les règles de répartition efficace, entre différentes frontières de zones de dépôt des offres, des capacités offertes en termes de flux d'électricité par les éléments critiques de réseau;

- (vii) lorsque les flux d'électricité sur des éléments critiques de réseau sont influencés par les échanges d'électricité entre zones dans différentes régions pour le calcul de la capacité, les règles relatives à la répartition, entre différentes régions pour le calcul de la capacité, des capacités offertes en termes de flux d'électricité par les éléments critiques de réseau, aux fins de la bonne gestion de ces flux;
 - (c) une méthodologie pour la validation de la capacité d'échange entre zones conformément à l'article 26.
2. Pour l'échéance de calcul de la capacité infrajournalière, la méthodologie pour le calcul de la capacité précise également la fréquence à laquelle la capacité est réévaluée conformément à l'article 14, paragraphe 4, avec la justification du choix de la fréquence.
 3. La méthodologie pour le calcul de la capacité comprend une procédure de repli dans le cas où le calcul initial de la capacité ne donnerait pas de résultats.
 4. Tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité utilisent, dans la mesure du possible, des données d'entrée harmonisées pour le calcul de la capacité. Pour le 31 décembre 2020, toutes les régions utilisent une méthodologie harmonisée portant en particulier sur le calcul de la capacité dans le cas de l'approche fondée sur les flux et dans le cas de l'approche NTC coordonnée. L'harmonisation de la méthodologie pour le calcul de la capacité fait l'objet d'une évaluation de l'efficacité en ce qui concerne l'harmonisation des méthodologies fondées sur les flux et des méthodologies NTC coordonnées qui assurent le même niveau de sécurité d'exploitation. Tous les GRT soumettent ladite évaluation, accompagnée d'une proposition concernant la transition vers une méthodologie harmonisée pour le calcul de la capacité, à toutes les autorités de régulation, dans les 12 mois à compter de la date à laquelle au moins deux régions pour le calcul de la capacité ont mis en œuvre une méthodologie commune pour le calcul de la capacité conformément à l'article 20, paragraphe 5.

Article 22

Méthodologie relative à la marge de fiabilité

1. La proposition de méthodologie commune pour le calcul de la capacité inclut une méthodologie pour la détermination de la marge de fiabilité, qui s'articule en deux étapes. Premièrement, il appartient aux GRT concernés d'estimer la distribution de probabilité des écarts entre les flux d'électricité attendus au moment du calcul de la capacité et les flux effectifs en temps réel. Deuxièmement, la marge de fiabilité est calculée en induisant une valeur à partir de la distribution de probabilité.
2. La méthodologie pour la détermination de la marge de fiabilité expose les principes du calcul de la distribution de probabilité des écarts entre les flux d'électricité attendus lors du calcul de la capacité et les flux effectifs en temps réel, et précise les incertitudes à intégrer dans ce calcul. Pour déterminer ces incertitudes, la méthodologie tient compte, notamment:

- (d) des écarts imprévus des flux physiques d'électricité dans une unité de temps du marché, causés par l'ajustement des flux d'électricité au sein des zones de contrôle et entre celles-ci, afin de maintenir une fréquence constante;
 - (e) les incertitudes susceptibles d'avoir une incidence sur le calcul de la capacité et d'apparaître entre l'échéance de calcul de la capacité et le temps réel, pour l'unité de temps du marché considérée.
3. Dans la méthodologie visant à déterminer la marge de fiabilité, les GRT établissent également des principes harmonisés communs permettant de déduire la marge de fiabilité à partir de la distribution de probabilité.
 4. Sur la base de la méthodologie adoptée conformément au paragraphe 1, les GRT déterminent la marge de fiabilité en respectant les limites de sécurité d'exploitation et en tenant compte des incertitudes entre l'échéance de calcul de la capacité et le temps réel, ainsi que des actions correctives disponibles après le calcul de la capacité.
 5. Pour chaque échéance de calcul de la capacité, les GRT concernés déterminent la marge de fiabilité pour les éléments critiques de réseau, lorsque l'approche fondée sur les flux est appliquée, et pour la capacité d'échange entre zones, lorsque l'approche NTC coordonnée est appliquée.

Article 23

Méthodologies relatives aux limites de sécurité d'exploitation, aux aléas et aux contraintes d'allocation

1. Chaque GRT respecte les limites de sécurité d'exploitation et les aléas utilisés dans l'analyse de la sécurité d'exploitation.
2. Si les limites de sécurité d'exploitation et les aléas utilisés dans le calcul de la capacité ne sont pas les mêmes que ceux utilisés dans l'analyse de la sécurité d'exploitation, les GRT décrivent, dans la proposition de méthodologie commune pour le calcul de la capacité, la méthode et les critères particuliers qu'ils ont appliqués pour déterminer les limites de sécurité d'exploitation et les aléas utilisés pour le calcul de la capacité.
3. Si les GRT appliquent des contraintes d'allocation, celles-ci ne peuvent être déterminées qu'en fonction:
 - (f) des contraintes qui sont nécessaires pour maintenir le réseau de transport dans les limites de sécurité d'exploitation et qui ne peuvent être converties de manière efficace en flux maximums sur des éléments critiques de réseau; ou
 - (g) des contraintes destinées à accroître l'excédent économique pour le couplage unique journalier ou infrajournalier.

Article 24

Méthodologie relative aux clés de calcul de la variation de la production

4. La proposition de méthodologie commune pour le calcul de la capacité inclut une proposition de méthodologie pour la détermination d'une clé de calcul commune de la variation de la production pour chaque zone de dépôt des offres et pour chaque scénario élaboré conformément à l'article 18.
5. Les clés de calcul de la variation de la production représentent la meilleure prévision du lien entre une variation dans la position nette d'une zone de dépôt des offres et une variation spécifique de la production ou de la consommation dans le modèle de réseau commun. Cette prévision tient compte, notamment, des informations issues de la méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation.

Article 25

Méthodologie relative aux actions correctives dans le calcul de la capacité

1. Au sein de chaque région pour le calcul de la capacité, chaque GRT définit individuellement les actions correctives disponibles à prendre en compte dans le calcul de la capacité pour satisfaire aux objectifs du présent règlement.
2. Au sein de chaque région pour le calcul de la capacité, chaque GRT coordonne avec les autres GRT de ladite région le recours aux actions correctives à prendre en compte dans le calcul de la capacité et leur application effective lors du fonctionnement en temps réel.
3. Pour permettre la prise en compte des actions correctives dans le calcul de la capacité, tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité se mettent d'accord sur l'utilisation des actions correctives qui nécessitent l'intervention de plus d'un GRT.
4. Chaque GRT veille à ce que les actions correctives prises en compte dans le calcul de la capacité le soient à la condition que les actions correctives disponibles après le calcul, associées à la marge de fiabilité définie à l'article 22, soient suffisantes pour garantir la sécurité d'exploitation.
5. Chaque GRT prend en compte, dans le calcul de la capacité, des actions correctives n'entraînant pas de coûts.
6. Chaque GRT veille à ce que les actions correctives à prendre en compte dans le calcul de la capacité soient les mêmes pour toutes les échéances de calcul de la capacité, compte tenu de la disponibilité technique de ces actions pour chacun des horizons.

Article 26

Méthodologie pour la validation de la capacité d'échange entre zones

1. Chaque GRT valide et est autorisé à corriger la capacité d'échange entre zones pertinente pour les frontières de sa zone de dépôt des offres ou pour les éléments

critiques de réseau qui est fournie par les responsables du calcul coordonné de la capacité conformément aux articles 27 à 31.

2. En cas d'application d'une approche NTC coordonnée, tous les GRT de la région pour le calcul de la capacité incluent dans la méthodologie pour le calcul de la capacité visée à l'article 21 une règle pour répartir la correction de la capacité d'échange entre zones entre les différentes frontières des zones de dépôt des offres.
3. Chaque GRT peut, pour des raisons de sécurité d'exploitation, réduire la capacité d'échange entre zones lors de la validation de la capacité d'échange entre zones visée au paragraphe 1.
4. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité coordonne le calcul et la validation de la capacité avec ses homologues voisins.
5. Chaque responsable du calcul de la capacité coordonnée notifie, tous les trois mois, à toutes les autorités de régulation de la région pour le calcul de la capacité, toutes les réductions effectuées lors de la validation de la capacité d'échange entre zones conformément au paragraphe 3. Ce rapport donne la localisation et l'ampleur des réductions apportées, le cas échéant, à la capacité d'échange entre zones, et en indique les motifs.
6. Toutes les autorités de régulation de la région pour le calcul de la capacité décident s'il y a lieu de publier, en tout ou en partie, le rapport visé au paragraphe 5.

Section 4:

Processus de calcul de la capacité

Article 27

Dispositions générales

1. Six mois au plus tard après les décisions relatives à la méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation visée à l'article 16 et à la méthodologie pour le modèle de réseau commun visée à l'article 17, tous les GRT organisent le processus de fusion des modèles de réseau individuels.
2. Quatre mois au plus tard après les décisions concernant les méthodologies pour le calcul de la capacité visées aux articles 20 et 21, tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité instituent conjointement les responsables du calcul coordonné de la capacité et déterminent les règles applicables à leurs opérations.
3. Tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité réexaminent tous les deux ans, dans le cadre du rapport bisannuel sur le calcul et l'allocation de la capacité établi conformément à l'article 31, la qualité des données soumises dans le cadre du calcul de la capacité.
4. À l'aide des informations disponibles les plus récentes, tous les GRT réexaminent et mettent à jour régulièrement, tous les ans au minimum, les éléments suivants:

- (a) les limites de sécurité d'exploitation, les aléas et les contraintes d'allocation utilisés pour le calcul de la capacité;
- (b) la distribution de probabilité des écarts entre les flux d'électricité attendus au moment du calcul de la capacité et les flux réalisés en temps réel, utilisés pour le calcul des marges de fiabilité;
- (c) les actions correctives prises en compte dans le calcul de la capacité;
- (d) l'application des méthodologies pour la détermination des clés de calcul de la variation de la production, des éléments critiques de réseau et des aléas, visées aux articles 22 à 24.

Article 28

Création d'un modèle de réseau commun

1. Pour chaque échéance de calcul de la capacité visée à l'article 14, paragraphe 1, chaque unité de production ou de consommation visée par l'article 16 fournit au GRT chargé de la zone de contrôle respective, dans les délais prévus, les données indiquées dans la méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation.
2. Chaque unité de production ou de consommation qui communique des informations conformément à l'article 16, paragraphe 3, fournit les estimations les plus fiables possibles.
3. Pour chaque échéance de calcul de la capacité, chaque GRT établit le modèle de réseau individuel associé à chaque scénario conformément à l'article 19, aux fins de la fusion des modèles de réseau individuels en un modèle de réseau commun.
4. Chaque GRT fournit au GRT responsable de la fusion des modèles de réseau individuels en un modèle de réseau commun les estimations les plus fiables possibles pour chaque modèle de réseau individuel.
5. Pour chaque échéance de calcul de la capacité, un modèle de réseau commun unique à l'échelle de l'Union est créé pour chaque scénario conformément à l'article 18, par la fusion des contributions de tous les GRT qui appliquent le processus de calcul de la capacité, comme indiqué au paragraphe 3 ci-dessus.

Article 29

Calcul régional de la capacité d'échange entre zones

1. Pour chaque échéance de calcul de la capacité, chaque GRT communique les éléments suivants aux responsables du calcul coordonné de la capacité et à tous les autres GRT de la région pour le calcul de la capacité: limites de sécurité d'exploitation, clés de variation de la production, actions correctives, marges de fiabilité, contraintes d'allocation et capacité d'échange entre zones préalablement allouée.

2. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité effectue une analyse de la sécurité d'exploitation qui intègre les limites de sécurité d'exploitation, à l'aide du modèle de réseau commun créé pour chaque scénario conformément à l'article 28, paragraphe 5.
3. Chaque responsable coordonné du calcul de la capacité, lorsqu'il calcule la capacité d'échange entre zones:
 - (a) utilise des clés de variation de la production pour calculer l'incidence des variations dans les positions nettes des zones de dépôt des offres et l'incidence des flux sur les lignes de courant continu;
 - (b) ignore les éléments critiques de réseau qui, au regard de la méthodologie visée à l'article 21, ne sont pas affectés de façon significative par les modifications des positions nettes des zones de dépôt des offres; et
 - (c) veille à ce que tous les ensembles de positions nettes et de flux sur les lignes de courant continu des zones de dépôt des offres qui ne sont pas supérieurs à la capacité d'échange entre zones soient conformes aux marges de fiabilité et aux limites de sécurité d'exploitation, conformément à l'article 21, paragraphe 1, points a) i) et ii), et tiennent compte de la capacité d'échange entre zones préalablement allouée, conformément à l'article 21, paragraphe 1, point b) iii).
4. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité optimise la capacité d'échange entre zones à l'aide des actions correctives disponibles prises en compte dans le calcul de la capacité, conformément à l'article 21, paragraphe 1, point a) iv).
5. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité applique les règles de répartition établies conformément à l'article 21, paragraphe 1, point b) vi).
6. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité tient compte de la description mathématique de l'approche suivie pour le calcul de la capacité, établie conformément à l'article 21, paragraphe 1, point b) i).
7. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité qui applique l'approche fondée sur les flux:
 - (a) utilise les données relatives aux limites de sécurité d'exploitation pour calculer les flux maximums sur les éléments critiques de réseau;
 - (b) utilise le modèle de réseau commun, les clés de variation de la production et les aléas pour calculer les coefficients d'influençement;
 - (c) utilise les coefficients d'influençement pour calculer les flux résultant de la capacité d'échange entre zones préalablement allouée dans la région pour le calcul de la capacité;
 - (d) calcule les flux sur les éléments critiques de réseau pour chaque scénario (compte tenu des aléas), et les ajuste en partant du principe qu'il n'y a aucun échange d'électricité entre zones dans la région pour le calcul de la capacité, tout en appliquant les règles visant à écarter toute discrimination injustifiée

entre les échanges d'électricité internes et entre zones, établies conformément à l'article 21, paragraphe 1, point b) ii);

- (e) calcule les marges disponibles sur les éléments critiques de réseau, compte tenu des aléas; ces marges sont égales aux flux maximums diminués des flux ajustés visés au point d), des marges de fiabilité et des flux résultant de la capacité d'échange entre zones préalablement allouée;
 - (f) ajuste les marges disponibles sur les éléments critiques de réseau ou les coefficients d'influencement à l'aide des actions correctives disponibles qui entrent dans le calcul de la capacité, conformément à l'article 25.
8. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité qui applique l'approche NTC coordonnée:
- (a) utilise le modèle de réseau commun, les clés de variation de la production et les aléas pour calculer le volume maximal d'électricité échangeable aux frontières entre zones de dépôt des offres, qui est égal au volume maximal échangeable calculé entre deux zones de dépôt des offres de chaque côté de la frontière entre les zones de dépôt des offres, compte tenu des limites de sécurité d'exploitation;
 - (b) ajuste le volume maximal d'électricité échangeable en appliquant les actions correctives prises en compte dans le calcul de la capacité conformément à l'article 25;
 - (c) ajuste le volume maximal d'électricité échangeable en appliquant les règles visant à écarter toute discrimination injustifiée entre les échanges d'électricité internes et entre zones, établies conformément à l'article 21, paragraphe 1, point b) ii);
 - (d) applique les règles établies conformément à l'article 21, paragraphe 1, point b) vi), aux fins de la répartition efficace, entre différentes frontières de zones de dépôt des offres, de la capacité offerte en termes de flux électriques par les éléments critiques de réseau;
 - (e) calcule la capacité d'échange entre zones, qui est égale au volume maximal d'électricité échangeable diminuée de la marge de fiabilité et de la capacité d'échange entre zones préalablement allouée.
9. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité coopère avec les responsables du calcul coordonné de la capacité voisins. Les GRT voisins assurent cette coopération en échangeant et en confirmant avec les responsables du calcul régional coordonné de la capacité concernés les informations relatives à l'interdépendance, aux fins du calcul et de la validation de la capacité. Les GRT voisins fournissent les informations relatives à l'interdépendance aux responsables du calcul coordonné de la capacité avant le calcul de la capacité. Une évaluation de la précision de ces informations et des mesures correctives est incluse dans le rapport bisannuel préparé conformément à l'article 31, le cas échéant.
10. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité fixe:

- (f) s'il applique l'approche fondée sur les flux, les paramètres fondés sur les flux pour chaque zone de dépôt des offres au sein de la région pour le calcul de la capacité;
 - (g) s'il applique l'approche NTC coordonnée, les valeurs de la capacité d'échange entre zones pour chaque zone de dépôt des offres au sein de la région pour le calcul de la capacité.
11. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité soumet pour validation la capacité d'échange entre zones à chaque GRT qui opère dans la région pour le calcul de la capacité, conformément à l'article 21, paragraphe 1, point c).

Article 30

Validation et mise à disposition de la capacité d'échange entre zones

1. Chaque GRT valide les résultats du calcul régional de la capacité pour les frontières de sa zone de dépôt des offres ou pour ses éléments critiques de réseau, conformément à l'article 26.
2. Chaque GRT transmet sa validation de la capacité et ses contraintes d'allocation aux responsables du calcul coordonné de la capacité concernés et aux autres GRT présents dans les régions pour le calcul de la capacité concernées.
3. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité communique la capacité d'échange entre zones validée et les contraintes d'allocation aux fins de l'allocation de la capacité, conformément aux articles 46 et 58.

Section 5

Rapport bisannuel sur le calcul et l'allocation de la capacité

Article 31

Rapport bisannuel sur le calcul et l'allocation de la capacité

1. Deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, l'ENTSO pour l'électricité prépare un rapport sur le calcul et l'allocation de la capacité et le soumet à l'Agence.
2. Par la suite, tous les deux ans, si l'Agence en fait la demande, l'ENTSO pour l'électricité prépare un nouveau rapport sur le calcul et l'allocation de la capacité et le lui soumet.
3. Le rapport sur le calcul et l'allocation de la capacité contient au minimum les éléments suivants, pour chaque zone de dépôt des offres, chaque frontière de zone de dépôt des offres et chaque région pour le calcul de la capacité:
 - (a) l'approche utilisée pour le calcul de la capacité;
 - (b) les indicateurs statistiques relatifs aux marges de fiabilité;

- (c) les indicateurs statistiques relatifs à la capacité d'échange entre zones, y compris les contraintes d'allocation, le cas échéant, pour chaque échéance de calcul de la capacité;
 - (d) les indicateurs de qualité relatifs aux informations utilisées pour le calcul de la capacité;
 - (e) le cas échéant, des propositions de mesures pour améliorer le calcul de la capacité;
 - (f) pour les régions dans lesquelles est appliquée l'approche NTC coordonnée, une analyse visant à démontrer si les conditions établies à l'article 20, paragraphe 7, sont toujours satisfaites;
 - (g) les indicateurs relatifs à l'évaluation et au suivi à long terme de l'efficacité du couplage unique journalier et infrajournalier, y compris de la fusion des régions pour le calcul de la capacité, conformément à l'article 15, paragraphe 3, le cas échéant;
 - (h) des recommandations pour la poursuite du développement du couplage unique journalier et infrajournalier, y compris la poursuite de l'harmonisation des méthodologies et des processus et des modalités de gouvernance.
4. Après consultation de l'Agence, tous les GRT s'accordent conjointement sur les indicateurs statistiques et sur les indicateurs de la qualité à inclure dans le rapport. L'Agence peut demander la modification de ces indicateurs avant qu'ils aient fait l'objet d'un accord par les GRT, ou au cours de leur utilisation.
5. L'Agence décide de l'opportunité de publier le rapport bisannuel, en tout ou en partie.

Chapitre 2

Configuration des zones de dépôt des offres

Article 32

Révision des configurations existantes des zones de dépôt des offres

1. Une révision de la configuration existante des zones de dépôt des offres peut être lancée par:
- (a) l'Agence, conformément à l'article 34, paragraphe 7;
 - (b) plusieurs autorités de régulation, en vertu d'une recommandation de l'Agence conformément à l'article 34;
 - (c) les GRT d'une région pour le calcul de la capacité, avec tous les GRT concernés dont les zones de contrôle, y compris les interconnexions, se trouvent dans la zone géographique dans laquelle la configuration des zones de dépôt des offres doit être évaluée conformément au paragraphe 2, point a);

- (d) une seule autorité de régulation, ou un seul GRT après approbation de son autorité de régulation compétente, pour les zones de dépôt des offres relevant de la zone de contrôle du GRT, si la configuration des zones de dépôt des offres a une incidence négligeable sur les zones de contrôle des GRT voisins, y compris les interconnexions, et si la révision de la configuration des zones de dépôt des offres est nécessaire pour améliorer l'efficacité ou préserver la sécurité d'exploitation;
 - (e) les États membres d'une région pour le calcul de la capacité.
2. Si la révision est lancée conformément au paragraphe 1, point a), b), c), ou e), l'entité qui en prend l'initiative indique:
- (a) la zone géographique dans laquelle la configuration des zones de dépôt des offres doit être évaluée et les zones géographiques voisines pour lesquelles les incidences doivent être prises en compte;
 - (b) les GRT participants;
 - (c) les autorités de régulation participantes.
3. Si la révision est lancée conformément au paragraphe 1, point d), les conditions suivantes s'appliquent:
- (a) la zone géographique dans laquelle la configuration des zones de dépôt des offres est évaluée est limitée à la zone de contrôle du GRT concerné, y compris les interconnexions;
 - (b) le GRT de la zone de contrôle concernée est le seul GRT participant à la révision;
 - (c) l'autorité de régulation compétente est la seule autorité de régulation participant à la révision;
 - (d) le GRT et l'autorité de régulation concernés, respectivement, notifient préalablement aux GRT et aux autorités de régulation voisins, sur la base d'un commun accord, le lancement de la révision, en indiquant les motifs; et
 - (e) les conditions de la révision sont précisées, et les résultats de celle-ci ainsi que la proposition à l'intention des autorités de régulation compétentes sont publiés.
4. Le processus de révision comporte deux étapes.
- (a) Premièrement, les GRT participant à la révision de la configuration des zones de dépôt des offres déterminent la méthodologie et les hypothèses qui seront utilisées lors de la révision et proposent de nouvelles configurations pour les zones de dépôt des offres en vue de leur évaluation.

La proposition relative à la méthodologie, aux hypothèses et à la nouvelle configuration des zones de dépôt des offres est soumise aux autorités de régulation participantes, qui doivent être en mesure d'exiger, le cas échéant, dans les trois mois, des modifications coordonnées.

- (b) Deuxièmement, les GRT participant à la révision de la configuration des zones de dépôt des offres ont les obligations suivantes:
 - (i) évaluer et comparer la configuration existante des zones de dépôt des offres et chaque nouvelle configuration à l'aide des critères établis à l'article 33;
 - (ii) organiser une consultation conformément à l'article 12 et un atelier portant sur la comparaison entre les propositions de nouvelle configuration pour les zones de dépôt des offres et la configuration existante, en ce compris les calendriers de mise en œuvre, sauf si la configuration des zones de dépôt des offres a une incidence négligeable sur les zones de contrôle des GRT voisins;
 - (iii) soumettre aux États membres participants et aux autorités de régulation participantes, dans les 15 mois suivant la décision de lancer une révision, une proposition conjointe relative au maintien ou à la modification de la configuration des zones de dépôt des offres.
 - (c) Lorsqu'ils reçoivent la proposition conjointe relative au maintien ou à la modification de la configuration des zones de dépôt des offres conformément au point iii) ci-dessus, les États membres participants ou, si les États membres le prévoient, les autorités de régulation, trouvent, dans les six mois, un accord relatif à ladite proposition.
5. Les NEMO ou les acteurs du marché, à la demande des GRT qui participent à la révision d'une zone de dépôt des offres, fournissent à ces derniers des informations leur permettant d'évaluer les configurations des zones de dépôt des offres. Ces informations sont partagées uniquement entre les GRT participants, à la seule fin de l'évaluation des configurations des zones de dépôt des offres.
6. L'initiative de la révision de la configuration des zones de dépôt des offres et ses résultats sont publiés par l'ENTSO pour l'électricité ou, si la révision a été lancée conformément au paragraphe 1, point d), par le GRT participant.

Article 33

Critères de révision des configurations des zones de dépôt des offres

1. Si la révision de la configuration des zones de dépôt des offres est lancée conformément à l'article 32, les critères suivants sont pris en compte, au minimum:
- (a) sur le plan du respect de la sûreté du réseau:
 - (i) la capacité des configurations des zones de dépôt des offres à garantir la sécurité d'exploitation et la sécurité d'approvisionnement;
 - (ii) le degré d'incertitude lié au calcul de la capacité d'échange entre zones;
 - (b) sur le plan de l'efficacité globale du marché:

- (i) toute hausse ou baisse de l'efficacité économique entraînée par la modification;
 - (ii) l'efficacité du marché, y compris, au minimum, le coût supporté pour garantir la fermeté de la capacité, la liquidité du marché, la concentration du marché et la puissance sur le marché, les éléments favorisant une concurrence effective, les signaux de prix pour la construction d'infrastructures, ainsi que la précision et la fiabilité des signaux de prix;
 - (iii) les coûts de transaction et de la transition, y compris le coût de la modification des obligations contractuelles existantes, supportés par les acteurs du marché, les NEMO et les GRT;
 - (iv) le coût de la construction de nouvelles infrastructures susceptibles d'alléger les congestions existantes;
 - (v) la nécessité d'assurer le bon fonctionnement du marché dans la pratique, sans devoir recourir de manière étendue à des actions correctives économiquement inefficaces;
 - (vi) toute incidence négative des transactions internes sur les autres zones de dépôt des offres, de façon à assurer la conformité avec l'annexe I, point 1.7, du règlement (CE) n° 714/2009;
 - (vii) l'incidence sur le fonctionnement et sur l'efficacité des mécanismes d'équilibrage et des processus de compensation des déséquilibres;
- (c) sur le plan de la stabilité et de la robustesse des zones de dépôt des offres:
- (i) la nécessité pour les zones de dépôt des offres d'être suffisamment stables et robustes dans le temps;
 - (ii) la nécessité pour les zones de dépôt des offres d'être cohérentes pour toutes les échéances de calcul de la capacité;
 - (iii) la nécessité pour chaque unité de production et de consommation de ne correspondre qu'à une seule zone de dépôt des offres pour chaque unité de temps du marché;
 - (iv) la localisation et la fréquence des congestions, lorsque la congestion structurelle affecte la délimitation des zones de dépôt des offres, compte tenu de tout investissement futur de nature à alléger les congestions existantes.

2. La révision d'une zone de dépôt des offres conformément à l'article 32 comporte des scénarios qui intègrent un éventail d'évolutions probables des infrastructures sur une période de dix ans qui débute l'année qui suit celle lors de laquelle a été prise la décision de lancer la révision.

Article 34

Rapports réguliers de l'ENTSO pour l'électricité et de l'Agence sur la configuration existante des zones de dépôt des offres

1. Tous les trois ans, l'Agence évalue l'efficacité de la configuration existante des zones de dépôt des offres.
À cet effet:
 - (a) elle demande à l'ENTSO pour l'électricité de préparer un rapport technique sur la configuration existante des zones de dépôt des offres; et
 - (b) elle prépare un rapport sur le marché dans lequel elle évalue l'incidence de la configuration existante des zones de dépôt des offres sur l'efficacité du marché.
2. Le rapport technique visé au paragraphe 1, deuxième alinéa, point a), comporte au minimum:
 - (a) une liste des congestions structurelles et des autres congestions physiques majeures, y compris leur localisation et leur fréquence;
 - (b) une analyse de l'évolution ou des suppressions escomptées des points de congestion physique du fait des investissements dans les réseaux et de modifications significatives des schémas de production ou de consommation;
 - (c) une analyse de la part des flux d'électricité qui ne résultent pas du mécanisme d'allocation de la capacité, pour chaque région pour le calcul de la capacité, le cas échéant;
 - (d) le revenu de congestion et les coûts de la fermeté;
 - (e) un scénario décennal.
3. Chaque GRT fournit des données et des analyses pour permettre la réalisation du rapport technique sur la configuration existante des zones de dépôt des offres en temps voulu.
4. L'ENTSO pour l'électricité remet à l'Agence, neuf mois au plus tard après que celle-ci en a fait la demande, le rapport technique relatif à la configuration existante des zones de dépôt des offres.
5. Le rapport technique sur la configuration existante des zones de dépôt des offres couvre les trois dernières années civiles complètes précédant la demande de l'Agence.
6. Sans préjudice des obligations en matière de confidentialité fixées à l'article 13, l'ENTSO pour l'électricité met le rapport technique à la disposition du public.
7. Si le rapport technique ou celui sur le marché révèlent des points faibles dans la configuration existante des zones de dépôt des offres, l'Agence peut demander aux GRT de lancer la révision d'une configuration existante des zones de dépôt des offres conformément à l'article 32, paragraphe 1.

Chapitre 3

Redispatching et échanges de contrepartie

Article 35

Redispatching et échanges de contrepartie coordonnés

1. Dans les seize mois après l'approbation réglementaire des régions pour le calcul de la capacité visées à l'article 15, tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité proposent une méthodologie commune pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés. Leur proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.
2. La méthodologie pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés comporte des mesures ayant une incidence transfrontalière et permet à tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité d'alléger concrètement la congestion physique, indépendamment de la question de savoir si les causes de cette congestion se situent principalement en dehors de leur zone de contrôle ou non. La méthodologie pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés intègre le fait que son application peut influencer de façon sensible les flux en dehors de la zone de contrôle d'un GRT.
3. Chaque GRT peut redéployer toutes les unités de production et de consommation disponibles conformément aux mécanismes et accords appropriés applicables à sa zone de contrôle, y compris les interconnexions.

Vingt-six mois après l'approbation réglementaire des régions pour le calcul de la capacité, tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité préparent un rapport, qu'ils soumettent à consultation conformément à l'article 12, dans lequel est évalué l'avancement de la coordination et de l'harmonisation de ces mécanismes et accords et sont incluses des propositions. Ils soumettent le rapport pour évaluation à leurs autorités de régulation respectives. Les propositions formulées dans le rapport empêchent ces mécanismes et accords de fausser le marché.

4. Chaque GRT s'abstient de prendre unilatéralement ou de manière non coordonnée des mesures de redispatching et d'échange de contrepartie ayant une incidence transfrontalière. Chaque GRT coordonne l'utilisation des ressources liées au redispatching et aux échanges de contrepartie compte tenu de leur incidence sur la sécurité d'exploitation et sur l'efficacité économique.
5. Les unités de production et de consommation fournissent aux GRT les prix du redispatching et des échanges de contrepartie avant l'engagement des ressources correspondantes.

Ces prix sont fondés sur:

- (a) les prix sur les marchés de l'électricité en cause pour l'échéance concernée; ou

- (b) le coût des ressources du redispatching et des échanges de contrepartie calculé de manière transparente sur la base des coûts encourus.
6. Les unités de production et de consommation fournissent ex ante aux GRT concernés toutes les informations nécessaires pour calculer le coût des ressources du redispatching et des échanges de contrepartie. Ces informations sont échangées entre les GRT concernés aux seules fins du redispatching et des échanges de contrepartie.

Chapitre 4

Mise au point des algorithmes

Article 36

Dispositions générales

1. Tous les NEMO mettent au point, actualisent et appliquent les algorithmes suivants:
 - (a) un algorithme de couplage par les prix;
 - (b) un algorithme d'appariement continu des transactions.
2. Les NEMO veillent à ce que l'algorithme de couplage par les prix et l'algorithme d'appariement continu des transactions soient conformes aux exigences fixées aux articles 39 et 52, respectivement.
3. Dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les NEMO, en coopération avec les GRT, préparent une proposition de méthodologie en mode dégradé aux fins du respect des exigences fixées aux articles 39 et 52, respectivement. La méthodologie proposée est soumise à consultation conformément à l'article 12.
4. Les NEMO appliquent chaque fois que possible, pour mettre en œuvre efficacement les objectifs du présent règlement, les solutions ayant déjà fait l'objet d'un accord.

Article 37

Mise au point des algorithmes

1. Huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement:
 - (a) tous les GRT proposent conjointement à l'ensemble des NEMO un ensemble commun d'exigences relatives à l'efficacité de l'allocation de la capacité, de façon à permettre la mise au point de l'algorithme de couplage par les prix et de l'algorithme d'appariement continu des transactions. Ces exigences précisent les fonctionnalités et les performances, y compris les échéances de diffusion des résultats du couplage unique journalier et infrajournalier, ainsi que les détails de la capacité d'échange entre zones et des contraintes d'allocation à respecter;
 - (b) les NEMO proposent conjointement un ensemble commun d'exigences relatives à l'efficacité de l'appariement, de façon à permettre l'élaboration de

l'algorithme de couplage par les prix et de l'algorithme d'appariement continu des transactions.

2. Trois mois au plus tard après la soumission des propositions des GRT et des NEMO relatives à un ensemble commun d'exigences conformément au paragraphe 1, tous les NEMO élaborent une proposition d'algorithme conforme à ces exigences. La proposition indique l'heure limite à laquelle les NEMO communiquent les ordres reçus, aux fins de l'exercice des fonctions d'OCM en application de l'article 7, paragraphe 1, point b).
3. La proposition visée au paragraphe 2 est soumise à tous les GRT. Si du temps supplémentaire est requis pour préparer la proposition susmentionnée, tous les NEMO travaillent conjointement avec l'aide de tous les GRT pour une période de deux mois maximum, pour assurer la conformité de la proposition avec les paragraphes 1 et 2.
4. Les propositions visées aux paragraphes 1 et 2 sont soumises à consultation conformément à l'article 12.
5. Dix-huit mois au plus tard après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les NEMO soumettent aux autorités de régulation, pour approbation, la proposition élaborée conformément aux paragraphes 2 et 3.
6. Deux ans au plus tard après l'approbation de la proposition conformément au paragraphe 5, tous les GRT et tous les NEMO réexaminent le fonctionnement de l'algorithme de couplage par les prix et de l'algorithme d'appariement continu des transactions et soumettent le rapport à l'Agence. Si l'Agence le demande, la révision est par la suite renouvelée tous les deux ans.

Chapitre 5

Couplage unique journalier

Section 1

Algorithme de couplage par les prix

Article 38

Objectifs de l'algorithme de couplage par les prix

1. L'algorithme de couplage par les prix produit les résultats fixés à l'article 39, paragraphe 2, conformément aux critères suivants:
 - (a) il vise à maximiser l'excédent économique pour le couplage unique journalier pour la région concernée par le couplage par les prix et pour la journée de négociation suivante;
 - (b) il repose sur le principe de la tarification marginale, selon lequel toutes les offres acceptées auront le même prix pour chaque zone de dépôt des offres et pour chaque unité de temps du marché;

- (c) il contribue à une formation des prix efficace;
 - (d) il prend en compte la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation;
 - (e) il est reproductible et adaptable.
2. L'algorithme de couplage par les prix est mis au point de façon à pouvoir l'appliquer à un nombre plus élevé ou plus petit de zones de dépôt des offres.

Article 39

Données d'entrée et résultats de l'algorithme de couplage par les prix

1. Afin de produire des résultats, l'algorithme de couplage par les prix prend en compte:
- (a) les contraintes d'allocation établies conformément à l'article 23, paragraphe 3;
 - (b) les résultats de la capacité d'échange entre zones validée conformément à l'article 30;
 - (c) les ordres soumis conformément à l'article 40.
2. L'algorithme de couplage par les prix produit au minimum et simultanément les résultats suivants pour chaque unité de temps du marché:
- (a) un prix d'équilibre unique pour chaque zone de dépôt des offres et pour chaque unité de temps du marché, en EUR/MWh;
 - (b) une position nette unique pour chaque zone de dépôt des offres et pour chaque unité de temps du marché;
 - (c) les informations qui permettent de déterminer le statut de l'exécution des ordres.
3. Tous les NEMO veillent à la précision et à l'efficacité des résultats produits par l'algorithme de couplage unique par les prix.
4. Tous les GRT vérifient que les résultats de l'algorithme de couplage par les prix sont cohérents avec la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation.

Article 40

Produits fournis

1. Dix-huit mois au plus tard après l'entrée en vigueur du présent règlement, les NEMO soumettent une proposition conjointe relative aux produits qui peuvent être pris en compte dans le couplage unique journalier. Les NEMO veillent à ce que les ordres correspondant à ces produits et auxquels est appliqué l'algorithme de couplage par les prix soient exprimés en euros et fassent référence à l'heure du marché.

2. Tous les NEMO veillent à ce que l'algorithme de couplage par les prix puisse s'appliquer aux ordres correspondant à ces produits et couvrant une seule unité de temps du marché et à ceux couvrant plusieurs unités de temps du marché.
3. Deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, puis tous les deux ans par la suite, tous les NEMO consultent, conformément à l'article 12:
 - (a) les acteurs du marché, pour s'assurer que les produits disponibles satisfont à leurs besoins;
 - (b) tous les GRT, pour s'assurer que les produits respectent pleinement les critères de sécurité d'exploitation;
 - (c) toutes les autorités de régulation, pour s'assurer que les produits disponibles sont conformes aux objectifs du présent règlement.
4. Si nécessaire, tous les NEMO modifient les produits conformément aux résultats de la consultation visée au paragraphe 3.

Article 41
Prix maximaux et minimaux

1. Dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les NEMO élaborent, en coopération avec les GRT concernés, une proposition relative aux prix d'équilibre maximaux et minimaux harmonisés à appliquer dans toutes les zones de dépôt des offres qui participent au couplage unique journalier. La proposition tient compte d'une estimation de la valeur de la consommation perdue.

La proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.

2. Tous les NEMO soumettent la proposition aux autorités de régulation pour approbation.

Si un État membre a prévu qu'une autorité autre que l'autorité de régulation nationale est compétente pour approuver les prix d'équilibre maximaux et minimaux au niveau national, l'autorité de régulation examine la proposition avec l'autorité compétente en ce qui concerne son incidence sur les marchés nationaux.

Lorsqu'ils reçoivent une décision d'approbation de toutes les autorités de régulation, tous les NEMO en informent les GRT concernés sans délai injustifié.

Article 42
Tarifification de la capacité d'échange entre zones en journalier

1. Le tarif de la capacité d'échange entre zones en journalier reflète la congestion de marché et est égal à la différence entre les prix d'équilibre en journalier correspondants des zones de dépôt des offres concernées.
2. Aucune redevance, telle qu'un tarif de déséquilibre ou autre, n'est appliquée à la capacité d'échange entre zones en journalier, sauf pour la tarification telle que décrite au paragraphe 1.

Article 43

Méthodologie pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier

1. Seize mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, les GRT ayant l'intention de calculer les échanges programmés résultant du couplage unique journalier élaborent une proposition de méthodologie commune pour ce calcul. Leur proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.
2. La méthodologie décrit le calcul et dresse la liste des informations que doivent fournir les NEMO concernés au responsable du calcul des échanges programmés institué conformément à l'article 8, paragraphe 2, point g), et elle indique les délais de communication de ces informations. Ce délai ne peut pas dépasser 15h30, heure du marché journalier.
3. Le calcul est fondé sur les positions nettes pour chaque unité de temps du marché.
4. Deux ans au plus tard après l'approbation de la proposition visée au paragraphe 1 par les autorités de régulation de la région concernée, les GRT qui appliquent les échanges programmés réexaminent la méthodologie. Par la suite, si les autorités de régulation compétentes le demandent, la méthodologie est réexaminée tous les deux ans.

Article 44

Établissement de procédures de repli

Seize mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, chaque GRT élabore, en coopération avec tous les autres GRT de la région pour le calcul de la capacité, une proposition concernant des procédures de repli solides et applicables en temps opportun permettant, lorsque le processus de couplage unique journalier ne produit pas de résultats, d'allouer la capacité de manière efficace, transparente et non discriminatoire.

La proposition relative à la mise au point de procédures de repli est soumise à consultation conformément à l'article 12.

Article 45

Modalités concernant la présence de plusieurs NEMO dans une seule zone de dépôt des offres et les interconnexions non gérées par des GRT certifiés

1. Les GRT des zones de dépôt des offres dans lesquelles plusieurs NEMO ont été désignés et/ou offrent des services d'échanges, ou dans lesquelles se trouvent des interconnexions non gérées par des GRT certifiés conformément à l'article 3 du règlement (CE) n° 714/2009, élaborent une proposition concernant l'allocation de la capacité d'échange entre zones et toutes les autres modalités nécessaires concernant lesdites zones de dépôt des offres, en coopération avec les GRT, les NEMO et les gestionnaires d'interconnexions non certifiés en tant que GRT qui sont concernés, de façon que les NEMO et les interconnexions concernés fournissent les données et la couverture financière nécessaires à ces modalités. Ces modalités doivent pouvoir être étendues à d'autres GRT et NEMO.

2. La proposition est soumise aux autorités de régulation nationales compétentes pour approbation dans les 4 mois après que plusieurs NEMO ont été désignés et /ou autorisés à offrir des services d'échange dans une zone de dépôt des offres ou si une nouvelle interconnexion n'est pas gérée par un GRT certifié. Dans le cas des interconnexions existantes non gérées par des GRT certifiés, la proposition est soumise dans les 4 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement.

Section 2

Le processus de couplage unique journalier

Article 46

Fourniture de données à l'entrée

1. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité veille à ce que la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation soient communiquées aux NEMO concernés en temps utile pour assurer la publication sur le marché de la capacité d'échange entre zones et des contraintes d'allocation, au plus tard à 11 heures, heure du marché journalier.
2. Si un responsable du calcul coordonné de la capacité est dans l'impossibilité de fournir les informations sur la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation une heure avant l'heure de fermeture du guichet journalière, il en informe les NEMO concernés. Ces derniers publient immédiatement un avis à l'intention des acteurs du marché.

Dans ce cas, les informations sur la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation sont communiquées par le responsable du calcul coordonné de la capacité au plus tard 30 minutes avant l'heure de fermeture du guichet journalière.

Article 47

Fonctionnement du couplage unique journalier

1. L'heure d'ouverture du guichet journalière ne peut pas dépasser 11 heures, heure du marché journalier.
2. L'heure de fermeture du guichet journalière dans chaque zone de dépôt des offres est fixée à 12 heures (midi), heure du marché journalier. Les GRT ou les NEMO de la région d'Europe centrale et orientale ou des pays voisins de celle-ci peuvent fixer une heure de fermeture du guichet différente jusqu'à ce que cette région intègre le couplage unique journalier.
3. Les acteurs du marché soumettent tous les ordres aux NEMO concernés avant l'heure de fermeture du guichet journalière, conformément aux articles 39 et 40.
4. Chaque NEMO soumet les ordres reçus conformément au paragraphe 3 aux fins de l'exercice des fonctions d'OCM conformément à l'article 7, paragraphe 2, au plus tard au moment spécifié par tous les NEMO dans la proposition relative à l'algorithme de couplage unique par les prix visée à l'article 37, paragraphe 5.

5. Les ordres appariés dans le cadre du couplage unique journalier sont réputés fermes.
6. Les fonctions d'OCM garantissent l'anonymat des ordres passés.

Article 48
Communication des résultats

1. Au plus tard au moment spécifié par tous les GRT dans les exigences visées à l'article 37, paragraphe 1, point a), tous les NEMO exerçant des fonctions d'OCM communiquent les résultats du couplage unique journalier:
 - (a) à tous les GRT, à tous les responsables du calcul coordonné de la capacité et à tous les NEMO, en ce qui concerne les résultats visés à l'article 39, paragraphe 2, points a) et b);
 - (b) à tous les NEMO, en ce qui concerne les résultats visés à l'article 39, paragraphe 2, point c).
2. Chaque GRT vérifie que les résultats du couplage unique journalier produits par l'algorithme de couplage par les prix et visés à l'article 39, paragraphe 2, point b), ont été calculés en prenant en compte les contraintes d'allocation et la capacité d'échange entre zones validée.
3. Chaque NEMO vérifie que les résultats du couplage unique journalier produits par l'algorithme de couplage par les prix et visés à l'article 39, paragraphe 2, point c), ont été calculés conformément aux ordres.
4. Chaque NEMO informe les acteurs du marché, sans délai injustifié, du statut de l'exécution de leurs ordres.

Article 49
Calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier

1. Chaque responsable du calcul des échanges programmés calcule les échanges programmés entre les zones de dépôt des offres pour chaque unité de temps du marché conformément à la méthodologie visée à l'article 43.
2. Chaque responsable du calcul des échanges programmés notifie aux NEMO, aux contreparties centrales, aux agents de transfert et aux GRT concernés les échanges programmés ayant fait l'objet d'un accord.

Article 50
Enclenchement des procédures de repli

1. Lorsque tous les NEMO exerçant des fonctions d'OCM sont dans l'impossibilité de communiquer la totalité ou une partie des résultats de l'algorithme de couplage par les prix dans le délai indiqué à l'article 37, paragraphe 1, point a), les procédures de repli établies conformément à l'article 44 s'appliquent.

2. Dans les cas où il existe un risque d'impossibilité pour tous les NEMO exerçant des fonctions d'OCM de communiquer la totalité ou une partie des résultats dans le délai prescrit, tous les NEMO en informent tous les GRT dès que le risque est connu. Tous les NEMO exerçant des fonctions d'OCM publient immédiatement un avis à l'intention des acteurs du marché, les informant de la possibilité d'une application des procédures de repli.

Chapitre 6

Couplage unique infrajournalier

Section 1

Objectifs, conditions et résultat du couplage unique infrajournalier

Article 51

Objectifs de l'algorithme d'appariement continu des transactions

1. Entre les heures d'ouverture et de fermeture du guichet infrajournalier, l'algorithme d'appariement continu des transactions détermine les ordres à sélectionner en vue de l'appariement, de sorte que ce dernier:
 - (a) ait pour but de maximiser l'excédent économique pour le couplage unique infrajournalier pour chaque transaction à l'échéance du marché infrajournalier, la capacité étant allouée aux ordres pour lesquels l'appariement est possible étant donné le prix et l'heure de soumission;
 - (b) respecte les contraintes d'allocation communiquées conformément à l'article 58, paragraphe 1;
 - (c) respecte la capacité d'échange entre zones communiquée conformément à l'article 58, paragraphe 1;
 - (d) respecte les exigences de communication des résultats fixées à l'article 60;
 - (e) soit reproductible et adaptable.
2. L'algorithme d'appariement continu des transactions produit les résultats prévus à l'article 52 et correspond aux caractéristiques et aux fonctionnalités des produits visés à l'article 53.

Article 52

Résultats de l'algorithme d'appariement continu des transactions

1. Tous les NEMO, dans le cadre de leur fonction d'OCM, veillent à ce que l'algorithme d'appariement continu des transactions produise au minimum les résultats suivants:
 - (a) le statut de l'exécution des ordres et le prix de chaque transaction;
 - (b) une position nette unique pour chaque zone de dépôt des offres et chaque unité de temps du marché dans le marché infrajournalier.

2. Tous les NEMO veillent à la précision et à l'efficacité des résultats produits par l'algorithme d'appariement continu des transactions.
3. Tous les GRT vérifient la cohérence des résultats de l'algorithme d'appariement continu des transactions avec la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation, conformément à l'article 58, paragraphe 2.

Article 53
Produits pris en charge

1. Dix-huit mois au plus tard après l'entrée en vigueur du présent règlement, les NEMO soumettent une proposition conjointe relative aux produits qui peuvent être pris en compte dans le couplage unique infrajournalier. Les NEMO veillent à ce que tous les ordres correspondant à ces produits et soumis de façon à permettre l'exercice des fonctions d'OCM conformément à l'article 7 soient exprimés en euros et fassent référence à l'heure du marché et à l'unité de temps du marché.
2. Tous les NEMO veillent à ce que les ordres correspondant à ces produits soient compatibles avec les caractéristiques de la capacité d'échange entre zones, de façon à permettre leur appariement simultané.
3. Tous les NEMO veillent à ce que l'algorithme d'appariement continu des transactions soit applicable aux ordres couvrant une unité de temps du marché et à ceux couvrant plusieurs unités de temps du marché.
4. Deux ans après l'entrée en vigueur du présent règlement, puis tous les deux ans par la suite, tous les NEMO consultent, conformément à l'article 12:
 - (a) les acteurs du marché, pour s'assurer que les produits disponibles satisfont à leurs besoins;
 - (b) tous les GRT, pour s'assurer que les produits respectent pleinement les critères de sécurité d'exploitation;
 - (c) toutes les autorités de régulation, pour s'assurer que les produits disponibles sont conformes aux objectifs du présent règlement.
5. Si nécessaire, tous les NEMO modifient les produits conformément aux résultats de la consultation visée au paragraphe 4.

Article 54
Prix maximaux et minimaux

1. Dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les NEMO élaborent, en coopération avec les GRT concernés, une proposition relative aux prix d'équilibre maximaux et minimaux harmonisés à appliquer dans toutes les zones de dépôt des offres qui participent au couplage unique infrajournalier. La proposition tient compte d'une estimation de la valeur de la consommation perdue.

La proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.

2. Tous les NEMO soumettent la proposition à toutes les autorités de régulation pour approbation. Si un État membre a prévu qu'une autorité autre que l'autorité de régulation nationale est compétente pour approuver les prix d'équilibre maximaux et minimaux au niveau national, l'autorité de régulation examine la proposition avec l'autorité compétente en ce qui concerne son incidence sur les marchés nationaux.
3. Lorsqu'ils reçoivent une décision des autorités de régulation, tous les NEMO en informent les GRT concernés sans délai injustifié.

Article 55

Tarifification de la capacité infrajournalière

1. Une fois appliquée, la méthodologie unique de tarification de la capacité d'échange entre zones infrajournalière établie conformément à l'article 55, paragraphe 3, tient compte de la congestion de marché et est fondée sur les ordres réels.
2. Avant l'approbation de la méthodologie unique pour la tarification de la capacité d'échange entre zones infrajournalière visée au paragraphe 3, les GRT proposent pour approbation aux autorités de régulation des États membres concernés un mécanisme d'allocation de la capacité d'échange entre zones infrajournalière associé à une tarification fiable et cohérente avec les exigences du paragraphe 1. Ce mécanisme garantit que le prix de la capacité d'échange entre zones infrajournalière est disponible pour les acteurs du marché lors de l'appariement des ordres.
3. Vingt-quatre mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition de méthodologie unique pour la tarification de la capacité d'échange entre zones infrajournalière. Cette proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.
4. Aucune redevance, telle qu'un tarif de déséquilibre ou autre, n'est appliquée à la capacité d'échange entre zones infrajournalière, sauf pour la tarification telle que décrite aux paragraphes 1, 2 et 3.

Article 56

Méthodologie pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage unique infrajournalier

1. Seize mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, les GRT ayant l'intention de calculer les échanges programmés résultant du couplage unique infrajournalier élaborent une proposition de méthodologie commune pour ce calcul.

Cette proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.
2. La méthodologie décrit le calcul et, lorsque cela est requis, dresse la liste des informations qui doivent être fournies par les NEMO concernés au responsable du calcul des échanges programmés, en indiquant les délais de communication de ces informations.

3. Le calcul des échanges programmés est fondé sur les positions nettes, comme indiqué à l'article 52, paragraphe 1, point b).
4. Deux ans au plus tard après l'approbation de la proposition visée au paragraphe 1 par les autorités de régulation de la région concernée, les GRT concernés réexaminent la méthodologie. Par la suite, si les autorités de régulation compétentes le demandent, les GRT réexaminent la méthodologie tous les deux ans.

Article 57

Modalités concernant la présence de plusieurs NEMO dans une seule zone de dépôt des offres et les interconnexions non gérées par des GRT certifiés

1. Les GRT des zones de dépôt des offres dans lesquelles plusieurs NEMO ont été désignés et/ou offrent des services d'échanges, ou dans lesquelles se trouvent des interconnexions non gérées par des GRT certifiés conformément à l'article 3 du règlement (CE) n° 714/2009, élaborent une proposition concernant l'allocation de la capacité d'échange entre zones et toutes les autres modalités nécessaires concernant lesdites zones de dépôt des offres, en coopération avec les GRT, les NEMO et les gestionnaires d'interconnexions non certifiés en tant que GRT qui sont concernés, de façon que les NEMO et les interconnexions concernés fournissent les données et la couverture financière nécessaires à ces modalités. Ces modalités doivent pouvoir être étendues à d'autres GRT et NEMO.
2. La proposition est soumise aux autorités de régulation nationales compétentes pour approbation dans les 4 mois après que plusieurs NEMO ont été désignés et /ou autorisés à offrir des services d'échange dans une zone de dépôt des offres ou si une nouvelle interconnexion n'est pas gérée par un GRT certifié. Dans le cas des interconnexions existantes non gérées par des GRT certifiés, la proposition est soumise dans les 4 mois après l'entrée en vigueur du présent règlement.

Section 2

Le processus de couplage unique intrajournalier

Article 58

Fourniture de données à l'entrée

1. Chaque responsable du calcul coordonné de la capacité veille à ce que la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation soient communiquées aux NEMO concernés au plus tard 15 minutes avant l'heure d'ouverture du guichet intrajournalier entre zones.
2. Si une mise à jour de la capacité d'échange entre zones et des contraintes d'allocation est rendue nécessaire par des changements liés au fonctionnement du réseau de transport, chaque GRT en informe les responsables du calcul coordonné de la capacité de la région pour le calcul de la capacité dont il dépend. Les responsables du calcul coordonné de la capacité informent ensuite les NEMO concernés.

3. Si un responsable du calcul coordonné de la capacité n'est pas en mesure de se conformer au paragraphe 1, il en informe les NEMO concernés. Ces derniers publient un avis destiné à tous les acteurs du marché sans délai injustifié.

Article 59

Fonctionnement du couplage unique infrajournalier

1. Seize mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT sont chargés de proposer les heures d'ouverture et de fermeture du guichet infrajournalier entre zones. Cette proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.
2. L'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones est fixée de façon à:
 - (a) offrir aux acteurs du marché le maximum de possibilités d'équilibrage, en permettant les transactions dans une échéance du marché infrajournalier aussi proche que possible du temps réel; et
 - (b) laisser aux GRT et aux acteurs du marché suffisamment de temps pour leurs processus de programmation et d'équilibrage liés à la sécurité d'exploitation du réseau.
3. Une seule heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones est fixée pour chaque unité de temps du marché et pour une frontière donnée d'une zone de dépôt des offres. Elle se situe au maximum une heure avant le début de l'unité de temps du marché correspondante et tient compte des processus d'équilibrage nécessaires pour assurer la sécurité d'exploitation.
4. Les échanges d'énergie infrajournaliers pour une unité de temps donnée du marché et pour une frontière de zone de dépôt des offres démarrent au plus tard à l'heure d'ouverture du guichet infrajournalier entre zones pour les frontières des zones de dépôt des offres concernées, et sont autorisés jusqu'à l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones.
5. Avant l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, les acteurs du marché soumettent aux NEMO concernés tous les ordres correspondant à une unité de temps donnée du marché. Tous les NEMO soumettent les ordres associés à une unité de temps donnée du marché en vue d'un appariement unique immédiatement après la réception des ordres reçus de la part des acteurs du marché.
6. Les ordres appariés dans le cadre du couplage unique infrajournalier sont réputés fermes.
7. Les fonctions d'OCM assurent l'anonymat des ordres soumis par le carnet d'ordres partagé.

Article 60

Communication des résultats

1. Tous les NEMO exerçant des fonctions d'OCM communiquent les résultats de l'algorithme d'appariement continu des transactions:

- (a) à tous les autres NEMO, pour les résultats relatifs au statut d'exécution de chaque transaction, visés à l'article 52, paragraphe 1, point a);
 - (b) à tous les GRT et à tous les responsables du calcul des échanges programmés, pour les résultats relatifs aux positions nettes uniques, visés à l'article 52, paragraphe 1, point b).
2. Si un NEMO, pour des motifs étrangers à sa responsabilité, n'est pas en mesure de communiquer, conformément au paragraphe 1, point a), les résultats susmentionnés de l'algorithme d'appariement continu des transactions, il en informe tous les autres NEMO.
3. Si un NEMO, pour des motifs étrangers à sa responsabilité, n'est pas en mesure de communiquer, conformément au paragraphe 1, point b), les résultats susmentionnés de l'algorithme d'appariement continu des transactions, il en informe tous les autres GRT et chaque responsable du calcul des échanges programmés, dès que cela est raisonnablement possible. Tous les NEMO informent les acteurs du marché concernés.
4. Tous les NEMO transmettent les informations nécessaires aux acteurs du marché sans délai injustifié, afin de faire en sorte que toutes les mesures visées à l'article 68 et à l'article 73, paragraphe 3, puissent être prises.

Article 61

Calcul des échanges programmés résultant du couplage unique infrajournalier

1. Chaque responsable du calcul des échanges programmés calcule les échanges programmés entre les zones de dépôt des offres pour chaque unité de temps du marché conformément à la méthodologie établie en application de l'article 56.
2. Chaque responsable du calcul des échanges programmés notifie aux NEMO, aux contreparties centrales, aux agents de transfert et aux GRT concernés les échanges programmés ayant fait l'objet d'un accord.

Article 62

Publication des informations relatives au marché

1. Dès que les ordres sont appariés, chaque NEMO publie, à l'intention des acteurs du marché concernés, au minimum le dernier statut de l'exécution des ordres et les prix par transaction donnés par l'algorithme d'appariement continu des transactions, conformément à l'article 52, paragraphe 1, point a).
2. Chaque NEMO veille à ce que les informations relatives aux volumes et aux prix exécutés cumulés soient mises pour 5 ans minimum à la disposition du public dans un format facilement accessible. Les informations à publier sont proposées par tous les NEMO dans la proposition relative à l'algorithme d'appariement continu des transactions visée à l'article 37, paragraphe 5.

Article 63
Enchères régionales complémentaires

1. Dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, les NEMO et les GRT concernés présents aux frontières entre zones de dépôt des offres peuvent soumettre conjointement une proposition commune relative à la conception et à la mise en œuvre d'enchères régionales infrajournalières complémentaires. Cette proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.
2. Les enchères régionales complémentaires infrajournalières peuvent être mises en œuvre au sein des zones de dépôt des offres, ou entre plusieurs d'entre elles, en plus de la solution de couplage unique infrajournalier visée à l'article 51. Aux fins de l'organisation des enchères régionales infrajournalières, les transactions continues au sein des zones de dépôt des offres concernées, ou entre plusieurs d'entre elles, peuvent être stoppées avant l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones pour une durée ne pouvant pas dépasser la durée minimale requise pour organiser l'enchère et, en tout état de cause, 10 minutes.
3. Pour les enchères régionales complémentaires infrajournalières, la méthodologie pour la tarification de la capacité d'échange entre zones infrajournalière peut différer de la méthodologie établie conformément à l'article 55, paragraphe 3, mais elle doit dans tous les cas respecter les principes fixés au paragraphe 1 dudit article.
4. Les autorités de régulation compétentes peuvent approuver la proposition d'enchères régionales complémentaires infrajournalières si les conditions suivantes sont satisfaites:
 - (a) les enchères régionales n'ont pas d'effet négatif sur la liquidité du couplage unique infrajournalier;
 - (b) toute la capacité d'échange entre zones est allouée à l'aide du module de gestion de la capacité;
 - (c) l'enchère régionale n'introduit pas de discrimination injustifiée entre les acteurs du marché provenant de régions adjacentes;
 - (d) les calendriers des enchères régionales sont cohérents avec le couplage unique infrajournalier, de façon à permettre aux acteurs du marché d'effectuer leurs transactions à une échéance aussi proche que possible du temps réel;
 - (e) les autorités de régulation ont consulté les acteurs du marché des États membres concernés.
5. Au minimum tous les deux ans suivant la décision relative aux enchères régionales complémentaires, les autorités de régulation des États membres concernés réexaminent la compatibilité de chacune des solutions régionales avec le couplage unique infrajournalier, afin de s'assurer que les conditions ci-dessus continuent d'être satisfaites.

Section 3

Modalités infrajournalières transitoires

Article 64

Dispositions relatives à l'allocation explicite

1. Si les autorités de régulation des États membres de chacune des frontières entre zones de dépôt des offres concernée en font conjointement la demande, les GRT concernés mettent en place, outre le mécanisme d'allocation implicite, un mécanisme d'allocation explicite, c'est-à-dire dans lequel l'allocation de la capacité est séparée des échanges d'électricité; à cette fin, ils appliquent aux frontières entre zones de dépôt des offres le module de gestion de la capacité.
2. Les GRT présents à chaque frontière entre zones de dépôt des offres concernée préparent conjointement une proposition relative aux conditions que doivent remplir les acteurs du marché pour participer à l'allocation explicite. Cette proposition est soumise à l'approbation conjointe des autorités de régulation des États membres de chaque frontière entre zones de dépôt des offres concernée.
3. L'établissement du module de gestion de la capacité exclut toute discrimination lorsque la capacité est allouée simultanément de manière implicite et explicite. Le module de gestion de la capacité détermine, en fonction d'un classement des prix et des dates d'entrée, les ordres à sélectionner pour l'appariement et les demandes d'allocation explicite de capacité à accepter.

Article 65

Retrait du mécanisme d'allocation explicite

1. Les NEMO concernés coopèrent étroitement avec les GRT concernés et consultent les acteurs du marché conformément à l'article 12 afin de traduire en produits non standard infrajournaliers les besoins de ces derniers associés aux droits acquis dans le cadre de l'allocation explicite de la capacité.
2. Avant de prendre une décision sur le retrait du mécanisme d'allocation explicite, les autorités de régulation des États membres de chacune des frontières entre zones de dépôt des offres concernée organisent conjointement une consultation pour évaluer si les produits non standard infrajournaliers proposés répondent aux besoins des acteurs du marché en matière de transactions infrajournalières.
3. Les autorités de régulation compétentes des États membres de chacune des frontières entre zones de dépôt des offres concernée approuvent conjointement les produits non standard infrajournaliers introduits et le retrait du mécanisme d'allocation explicite.

Article 66
Dispositions relatives aux modalités infrajournalières

1. Les acteurs du marché veillent à ce que soient menées à bien les opérations de nomination, de compensation et de règlement liées au mécanisme d'allocation explicite de la capacité d'échange entre zones.
2. Les acteurs du marché satisfont à toutes les obligations financières liées aux opérations de compensation et de règlement associées au mécanisme d'allocation explicite.
3. Les GRT participants publient des informations pertinentes sur les interconnexions auxquelles est applicable le mécanisme d'allocation explicite, y compris sur la capacité d'échange entre zones prise en compte pour l'allocation explicite.

Article 67
Demandes d'allocation explicite de capacité

Un acteur du marché ne peut soumettre une demande d'allocation explicite de capacité d'échange entre zones que pour une interconnexion à laquelle est applicable le mécanisme d'allocation explicite. Pour chaque demande d'allocation explicite de capacité, les acteurs du marché soumettent le volume et le prix au module de gestion de la capacité. Le prix et le volume de la capacité allouée par le mécanisme d'allocation explicite sont publiés par les GRT concernés.

Chapitre 7

Compensation et règlement pour le couplage unique journalier et infrajournalier

Article 68
Compensation et règlement

1. Les contreparties centrales assurent en temps utile la compensation et le règlement de tous les ordres appariés. Les contreparties centrales agissent en qualité de contrepartie à l'égard des acteurs du marché pour toutes leurs transactions en ce qui concerne les droits et obligations financiers y afférents.
2. Chaque contrepartie centrale préserve l'anonymat des acteurs du marché.
3. Les contreparties centrales agissent en qualité de contrepartie les unes vis-à-vis des autres pour les échanges d'énergie entre les zones de dépôt des offres en ce qui concerne les droits et obligations financiers y afférents.
4. Ces échanges tiennent compte:
 - (a) des positions nettes fournies conformément à l'article 39, paragraphe 2, point b), et à l'article 52, paragraphe 1, point b);
 - (b) des échanges programmés calculés conformément aux articles 49 et 61.

5. Chaque contrepartie centrale veille à ce que, pour chaque unité de temps du marché:
 - (a) au regard de l'ensemble des zones de dépôt des offres, compte tenu, le cas échéant, des contraintes d'allocation, il n'y ait pas d'écart entre la somme des volumes d'énergie transférés en dehors de l'ensemble des zones de marché excédentaires et la somme des volumes d'énergie transférés à l'intérieur de l'ensemble des zones de marché déficitaires;
 - (b) les exportations et les importations d'électricité entre les zones de dépôt des offres soient égales, les écarts ne pouvant résulter que de considérations relatives aux contraintes d'allocation, le cas échéant.
6. Sans préjudice du paragraphe 3 ci-dessus, un agent de transfert peut agir en qualité de contrepartie entre différentes contreparties centrales pour l'échange d'énergie, pour autant que les parties concernées concluent un accord spécifique à cet effet. À défaut d'accord, les modalités d'expédition sont arrêtées par les autorités de régulation responsables des zones de dépôt des offres entre lesquelles la compensation et le règlement de l'échange d'énergie sont requis.
7. Toutes les contreparties centrales ou tous les agents de transfert recueillent le revenu de congestion découlant du couplage unique journalier décrit aux articles 46 à 48 et de couplage unique infrajournalier décrit aux articles 58 à 60.
8. Toutes les contreparties centrales ou tous les agents de transfert doivent veiller à ce que le revenu de congestion collecté soit transféré aux GRT deux semaines au plus tard après la date de règlement.
9. Si les délais de paiement ne sont pas harmonisés entre deux zones de dépôt des offres, les États membres concernés veillent à ce que soit désignée une entité chargée de gérer l'hétérogénéité des délais et de supporter les coûts correspondants.

Chapitre 8

Fermeté de la capacité d'échange entre zones allouée

Article 69

Proposition relative à l'heure limite de fermeté journalière

Seize mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition commune relative à l'heure limite unique de fermeté journalière. Cette dernière se situe au minimum une demi-heure avant l'heure de fermeture du guichet journalière. Cette proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.

Article 70

Fermeté de la capacité journalière et des contraintes d'allocation

1. Avant l'heure limite de fermeté journalière, chaque responsable du calcul coordonné de la capacité peut ajuster la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation communiquées aux NEMO concernés.
2. Après l'heure limite de fermeté journalière, toute la capacité d'échange entre zones et toutes les contraintes d'allocation deviennent fermes aux fins de l'allocation de la capacité journalière, sauf si les exigences de l'article 46, paragraphe 2, sont respectées. Dans ce cas, la capacité d'échange entre zones et les contraintes d'allocation deviennent fermes dès qu'elles sont soumises aux NEMO concernés.
3. Après l'heure limite de fermeté journalière, la capacité d'échange entre zones qui n'a pas été allouée peut être ajustée en vue d'allocations ultérieures.

Article 71

Fermeté de la capacité infrajournalière

La capacité d'échange entre zones infrajournalière devient ferme dès qu'elle est allouée.

Article 72

Fermeté en cas de force majeure ou dans les situations d'urgence

1. En cas de force majeure ou dans une situation d'urgence au sens de l'article 16, paragraphe 2, du règlement (CE) n° 714/2009, lorsque le GRT doit agir rapidement et que le redispatching ou les échanges de contrepartie ne sont pas possibles, chaque GRT a le droit de réduire la capacité d'échange entre zones allouée. Dans tous les cas, la réduction est réalisée de manière coordonnée, en relation avec tous les GRT directement concernés.
2. Un GRT qui invoque un cas de force majeure ou une situation d'urgence publie un avis expliquant la nature du cas de force majeure ou de la situation d'urgence, en indiquant la durée probable. L'avis est mis à la disposition des acteurs du marché concernés par l'intermédiaire des NEMO. Si la capacité est allouée par le mécanisme d'allocation explicite à des acteurs du marché, le GRT qui invoque un cas de force majeure ou une situation d'urgence adresse un avis directement aux parties contractuelles qui détiennent de la capacité d'échange entre zones pour l'échéance du marché correspondante.
3. La capacité allouée qui a été réduite en raison d'un cas de force majeure ou d'une situation d'urgence invoqués par un GRT est remboursée ou compensée par ce dernier pour la durée du cas de force majeure ou de la situation d'urgence, dans le respect des exigences suivantes:
 - (a) en cas d'allocation implicite, les contreparties centrales ou les agents de transfert ne peuvent être ni lésés ni avantagés financièrement du fait du déséquilibre entraîné par la réduction;

- (b) en cas de force majeure, si la capacité est allouée par le mécanisme d'allocation explicite, les acteurs du marché ont droit au remboursement du montant acquitté pour la capacité au cours du processus d'allocation explicite;
 - (c) en cas de force majeure, si la capacité est allouée par le mécanisme d'allocation explicite, les acteurs du marché ont droit à une compensation égale à la différence de prix entre les marchés en cause des zones de dépôt des offres concernées pour l'échéance concernée;
 - (d) lors d'une situation d'urgence, si la capacité est allouée par le mécanisme d'allocation explicite mais que le prix de la zone de dépôt des offres n'est pas calculé dans au moins l'une des deux zones de marché concernées pour l'échéance concernée, les acteurs du marché ont droit au remboursement du montant acquitté pour la capacité au cours du processus d'allocation explicite.
4. Le GRT qui invoque un cas de force majeure ou une situation d'urgence limite les conséquences et la durée du cas de force majeure ou de la situation d'urgence.
5. Si un État membre l'a ainsi prévu, l'autorité de régulation nationale évalue, à la demande du GRT concerné, si un événement constitue un cas de force majeure.

TITRE III

Coûts

Chapitre 1

Méthodologie pour la répartition du revenu de congestion dans le cadre du couplage unique journalier et infrajournalier

Article 73

Méthodologie pour la répartition du revenu de congestion

1. Douze mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT élaborent une proposition de méthodologie pour la répartition du revenu de congestion.
2. La méthodologie élaborée conformément au paragraphe 1:
 - (a) facilite le fonctionnement et le développement efficaces à long terme du réseau de transport d'électricité et le bon fonctionnement du marché de l'électricité de l'Union;
 - (b) est conforme aux principes généraux de gestion de la congestion fixés à l'article 16 du règlement (CE) n° 714/2009;
 - (c) permet d'établir une planification financière raisonnable;
 - (d) est compatible avec les différentes échéances;

- (e) prévoit des modalités de répartition du revenu de congestion généré par les actifs de transport détenus par des parties autres que des GRT.
3. Les GRT répartissent le revenu de congestion conformément à la méthodologie visée au paragraphe 1, dès que cela est raisonnablement faisable, et au plus tard une semaine après le transfert du revenu de congestion en application de l'article 68, paragraphe 8.

Chapitre 2

Méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie dans le cadre du couplage unique journalier et infrajournalier

Article 74

Méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie

1. Seize mois au plus tard après la décision relative aux régions pour le calcul de la capacité, les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité proposent une méthodologie commune pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie.
2. La méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie comporte des solutions de partage des coûts pour les opérations ayant une incidence transfrontalière.
3. Les coûts du redispatching et des échanges de contrepartie éligibles à la répartition des coûts entre les GRT concernés sont déterminés d'une manière transparente et contrôlable par audit.
4. La méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie satisfait au minimum aux critères suivants:
 - (a) elle détermine quels sont les coûts entraînés par l'application d'actions correctives qui sont éligibles à la répartition entre tous les GRT d'une région pour le calcul de la capacité, conformément à la méthodologie pour le calcul de la capacité prévue aux articles 20 et 21, compte tenu du fait que ces coûts doivent avoir été pris en compte dans le calcul de la capacité et qu'il doit exister un cadre commun relatif à l'application de telles actions;
 - (b) elle définit quels sont les coûts générés par le recours au redispatching ou aux échanges de contrepartie dans le but d'assurer la fermeté de la capacité d'échange entre zones, qui sont éligibles à la répartition entre tous les GRT d'une région pour le calcul de la capacité, conformément à la méthodologie pour le calcul de la capacité prévue aux articles 20 et 21;
 - (c) elle fixe les règles de la répartition des coûts à l'échelle régionale, telle que déterminée conformément aux points a) et b).
5. La méthodologie élaborée conformément au paragraphe 1 comporte:

- (a) un mécanisme de vérification des besoins réels en matière de redispatching ou d'échanges de contrepartie entre les GRT concernés;
 - (b) un mécanisme ex post permettant de contrôler l'utilisation des actions correctives avec frais;
 - (c) un mécanisme d'évaluation de l'impact des actions correctives, sur la base de critères liés à la sécurité d'exploitation et de critères économiques;
 - (d) un processus permettant l'amélioration des actions correctives;
 - (e) un processus de contrôle de chaque région pour le calcul de la capacité par les autorités de régulation compétentes.
6. La méthodologie élaborée conformément au paragraphe 1 satisfait également aux critères suivants:
- (a) elle comporte des incitations en faveur de la gestion de la congestion, y compris des actions correctives, et des incitations à investir efficacement;
 - (b) elle est cohérente avec les responsabilités et les obligations des GRT concernés;
 - (c) elle assure une distribution équitable des coûts et des bénéfices entre les GRT concernés;
 - (d) elle est cohérente avec les autres mécanismes associés, à savoir, au minimum, avec:
 - (i) la méthodologie pour la répartition du revenu de congestion établie à l'article 73;
 - (ii) le mécanisme de compensation entre GRT prévu à l'article 13 du règlement (CE) n° 714/2009 et dans le règlement (UE) de la Commission n° 838/2010⁴;
 - (e) elle facilite le fonctionnement et le développement efficaces à long terme du réseau interconnecté paneuropéen et le bon fonctionnement du marché paneuropéen de l'électricité;
 - (f) elle facilite l'adhésion aux principes généraux de gestion de la congestion tels que décrits à l'article 16 du règlement (CE) n° 714/2009;
 - (g) elle permet d'établir une planification financière raisonnable;
 - (h) elle est compatible avec les échéances du marché journalier et du marché intrajournalier; et

⁴ Règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport (JO L 250 du 24.9.2010, p. 5).

- (i) elle respecte les principes de transparence et de non-discrimination.
7. Pour le 31 décembre 2018, tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité poursuivent autant que possible l'harmonisation, entre les régions, des méthodologies pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie qui sont appliquées dans leur région respective.

Chapitre 3

Recouvrement des coûts de l'allocation de la capacité et de la gestion de la congestion

Article 75

Dispositions générales relatives au recouvrement des coûts

1. Les coûts liés aux obligations incombant aux GRT en vertu de l'article 8, y compris les coûts visés aux articles 74 et aux articles 76 à 79, sont évalués par les autorités de régulation compétentes. Les coûts considérés comme raisonnables, efficaces et proportionnés sont recouverts en temps utile au moyen des redevances de réseau ou d'autres mécanismes appropriés, au choix des autorités de régulation compétentes.
2. La part des coûts communs visés à l'article 80, paragraphe 2, point a), des coûts régionaux visés à l'article 80, paragraphe 2, point b), et des coûts nationaux visés à l'article 80, paragraphe 2, point c), évalués comme étant raisonnables, efficaces et proportionnés, qui est supportée par chaque État membre, est recouverte au moyen des redevances à verser aux NEMO, des redevances de réseau ou d'autres mécanismes appropriés, au choix des autorités de régulation compétentes.
3. Si les autorités de régulation en font la demande, et dans les trois mois maximum à compter de celle-ci, les GRT, les NEMO et les personnes ayant reçu une délégation conformément à l'article 78 qui sont concernés fournissent les informations nécessaires pour faciliter l'évaluation des coûts encourus.

Article 76

Coûts liés à la mise au point, à la modification et à l'application du couplage unique journalier et infrajournalier

1. Tous les NEMO supportent les coûts suivants:
 - (a) les coûts communs, les coûts régionaux et les coûts nationaux liés à la mise au point, à la mise à jour ou à la poursuite du développement de l'algorithme de couplage par les prix et du couplage unique journalier;
 - (b) les coûts communs, les coûts régionaux et les coûts nationaux liés à la mise au point, à la mise à jour et à la poursuite du développement de l'algorithme d'appariement continu des transactions et du couplage unique infrajournalier;
 - (c) les coûts communs, les coûts régionaux et les coûts nationaux liés à l'opération du couplage unique journalier et infrajournalier.

2. Les GRT, sous réserve d'un accord avec les NEMO correspondants, peuvent contribuer aux coûts visés au paragraphe 1, sous réserve de l'approbation par les autorités de régulation compétentes. En pareil cas, chaque GRT, dans les deux mois après la réception d'une prévision de la part des NEMO concernés, est autorisé à transmettre à l'autorité de régulation compétente, pour approbation, une proposition de contribution aux coûts.
3. Les NEMO concernés sont autorisés à recouvrer, par des redevances ou d'autres mécanismes appropriés, et uniquement s'ils sont raisonnables et proportionnés, ceux des coûts visés au paragraphe 1 qui n'ont pas été supportés par les GRT conformément au paragraphe 2, sur la base d'accords au niveau national avec l'autorité de régulation compétente.

Article 77

Coûts de compensation et de règlement

1. Tous les coûts supportés par les contreparties centrales et les agents de transfert peuvent être recouvrés par des redevances ou d'autres mécanismes appropriés, pour autant qu'ils soient raisonnables et proportionnés.
2. Les contreparties centrales et les agents de transfert s'efforcent d'appliquer des modalités de compensation et de règlement efficaces, en évitant les coûts inutiles et en tenant compte du risque encouru. Les modalités de compensation et de règlement transfrontalières sont soumises à l'approbation des autorités de régulation nationales compétentes.

Article 78

Coûts inhérents à la mise au point et à l'application du processus de calcul coordonné de la capacité

1. Chaque GRT supporte individuellement les coûts des données d'entrée qu'il apporte dans le processus de calcul de la capacité.
2. Tous les GRT supportent conjointement les coûts de la fusion des modèles de réseau individuels.
Tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité supportent les coûts de l'institution et du fonctionnement des responsables du calcul coordonné de la capacité.
3. Tous les coûts encourus par les acteurs du marché en vue de satisfaire aux exigences du présent règlement sont supportés par ces derniers.

Article 79

Coûts de l'assurance de la fermeté

Les coûts découlant de l'assurance de la fermeté conformément à l'article 70, paragraphe 2, et à l'article 71, sont supportés par les GRT concernés, dans la mesure du possible

conformément à l'article 16, paragraphe 6, point a), du règlement (CE) n° 714/2009. Ces coûts incluent les coûts des mécanismes de compensation liés à l'assurance de la fermeté de la capacité d'échange entre zones, les coûts du redispatching et des échanges de contrepartie, et les coûts des déséquilibres entraînés par la compensation des acteurs du marché.

Article 80

Répartition des coûts entre les NEMO et les GRT des différents États membres

1. Tous les NEMO et GRT concernés fournissent un rapport annuel aux autorités de régulation dans lequel ils expliquent en détail les coûts de la mise au point, de la modification et de l'application du couplage unique journalier et infrajournalier. Ce rapport est publié par l'Agence, compte dûment tenu des informations commerciales sensibles. Les coûts directement liés au couplage unique journalier et infrajournalier sont indiqués clairement et séparément, et ils sont contrôlables par audit. Le rapport fournit en outre tous les détails des contributions apportées aux coûts des NEMO par les GRT conformément à l'article 76, paragraphe 2.
2. Les coûts visés au paragraphe 1 sont ventilés de la façon suivante:
 - (a) coûts communs résultant des activités coordonnées de tous les NEMO et GRT participant au couplage unique journalier et infrajournalier;
 - (b) coûts régionaux résultant des activités des NEMO ou des GRT coopérant dans une certaine région;
 - (c) coûts nationaux résultant des activités des NEMO ou des GRT dans un État membre donné.
3. Les coûts communs visés au paragraphe 2, point a), sont répartis entre les GRT et les NEMO des États membres et des pays tiers participant au couplage unique journalier et infrajournalier. Pour calculer le montant que doivent verser les GRT et les NEMO de chaque État membre et, le cas échéant, des pays tiers, un huitième du coût commun est divisé de façon égale entre chaque État membre et pays tiers, cinq huitièmes sont divisés entre chaque État membre et pays tiers proportionnellement à leur consommation, et deux huitièmes sont divisés de façon égale entre les NEMO participants. Afin de prendre en compte les modifications des coûts communs ou les changements dans les GRT et NEMO participants, le calcul des coûts communs est adapté régulièrement.
4. Les NEMO et les GRT qui coopèrent dans une région donnée conviennent conjointement d'une proposition pour la répartition des coûts régionaux conformément au paragraphe 2, point b). Cette proposition est ensuite approuvée individuellement par les autorités nationales compétentes de chacun des États membres de la région. Ou bien, les NEMO et les GRT qui coopèrent dans une région donnée peuvent appliquer les modalités de répartition des coûts établies au paragraphe 3.
5. Les principes de répartition des coûts s'appliquent aux coûts encourus à partir de l'entrée en vigueur du présent règlement, sans préjudice des solutions existantes utilisées pour la mise en place du couplage unique journalier et infrajournalier, les

coûts encourus avant l'entrée en vigueur du présent règlement étant répartis entre les NEMO et les GRT sur la base des accords existants qui régissent lesdites solutions.

TITRE IV

Délégation des missions et surveillance

Article 81

Délégation des missions

1. Un GRT ou un NEMO peut déléguer tout ou partie d'une mission qui lui est assignée en vertu du présent règlement à une ou plusieurs tierces parties pour autant que celles-ci soient en mesure de s'acquitter de leur fonction respective au moins aussi efficacement que la partie qui délègue. L'entité déléguée est chargée d'assurer la conformité avec les obligations établies par le présent règlement, y compris celle d'assurer l'accès aux informations nécessaires à l'autorité de régulation aux fins de la surveillance.
2. Préalablement à la délégation, la tierce partie concernée aura clairement démontré à la partie qui délègue sa capacité à satisfaire à chacune des obligations du présent règlement.
3. Dans le cas où tout ou partie d'une mission visée dans le présent règlement est déléguée à une tierce partie, la partie qui délègue veille à ce que soient mis en place des accords de confidentialité appropriés, conformément aux obligations de confidentialité qui lui incombent.

Article 82

Surveillance de la mise en œuvre du couplage unique journalier et infrajournalier

1. La ou les entités exerçant les fonctions d'OCM font l'objet d'une surveillance par les autorités de régulation ou par les autorités compétentes du territoire où elles sont situées. Les autres autorités de régulation, ou les autorités compétentes, et l'Agence contribuent à la surveillance le cas échéant. Les autorités de régulation ou les autorités compétentes dont la responsabilité première est la surveillance d'un NEMO et des fonctions d'OCM coopèrent pleinement et fournissent aux autres autorités de régulation et à l'Agence l'accès à l'information, pour permettre à ces dernières d'assurer la surveillance appropriée du couplage unique journalier et infrajournalier, conformément à l'article 38 de la directive 2009/72/CE.
2. La surveillance de la mise en œuvre du couplage unique journalier et infrajournalier par l'ENTSO pour l'électricité conformément à l'article 8, paragraphe 8, du règlement (CE) n° 714/2009 couvre, en particulier, les éléments suivants:
 - (a) l'avancement de la mise en œuvre du couplage unique journalier et infrajournalier et les problèmes potentiels y afférents, y compris les différentes solutions disponibles dans chaque pays;

- (b) la préparation du rapport sur le calcul et l'allocation de la capacité, conformément à l'article 31, paragraphe 1;
 - (c) l'efficacité de la configuration existante des zones de dépôt des offres, en coordination avec l'Agence, conformément à l'article 34;
 - (d) l'efficacité du fonctionnement de l'algorithme de couplage par les prix et de l'algorithme d'appariement continu des transactions, en coopération avec les NEMO, conformément à l'article 37, paragraphe 6;
 - (e) l'efficacité du critère relatif à l'estimation de la valeur de la consommation perdue, conformément à l'article 41, paragraphe 1, et à l'article 54, paragraphe 1; et
 - (f) le réexamen de la méthodologie pour le calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier, conformément à l'article 43, paragraphe 4.
3. Six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, l'ENTSO pour l'électricité soumet pour avis à l'Agence un plan de surveillance comportant les rapports requis et toutes les mises à jour, conformément au paragraphe 2.
 4. Six mois après 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.
 5. Tous les GRT soumettent à l'ENTSO pour l'électricité les informations requises pour la réalisation des missions en application des paragraphes 2 et 4.
 6. À la demande conjointe de l'Agence et de l'ENTSO pour l'électricité, les NEMO, les acteurs du marché et les autres organisations concernées par le couplage unique journalier et infrajournalier soumettent à l'ENTSO pour l'électricité les informations nécessaires à la surveillance conformément aux paragraphes 2 et 4, à l'exception des informations déjà obtenues par les autorités de régulation, l'Agence ou l'ENTSO pour l'électricité dans l'accomplissement de leurs missions respectives de surveillance de la mise en œuvre.

Titre V

Dispositions transitoires et finales

Article 83

Dispositions transitoires pour l'Irlande et l'Irlande du Nord

1. À l'exception des articles 4, 5 et 6, et de la participation à l'élaboration de modalités et conditions ou de méthodologies, pour lesquels les délais respectifs s'appliquent, les

exigences du présent règlement ne s'appliquent ni en Irlande ni en Irlande du Nord jusqu'au 31 décembre 2017.

2. À compter de la date d'entrée en vigueur du présent règlement et jusqu'au 31 décembre 2017, l'Irlande et l'Irlande du Nord mettent en œuvre des dispositions préparatoires transitoires. Lesdites dispositions transitoires:
 - (a) facilitent la transition vers la mise en œuvre complète du présent règlement et la pleine conformité avec celui-ci, et incluent toutes les mesures préparatoires nécessaires pour la mise en œuvre complète du présent règlement et la pleine conformité avec celui-ci, pour le 31 décembre 2017;
 - (b) assurent un degré raisonnable d'intégration avec les marchés des juridictions adjacentes;
 - (c) prévoient au minimum:
 - (i) l'allocation de la capacité d'interconnexion dans le cadre d'une enchère explicite journalière et d'au minimum deux enchères implicites infrajournalières;
 - (ii) la nomination conjointe de la capacité d'interconnexion et des flux d'énergie dans l'échéance du marché journalier;
 - (iii) l'application du mécanisme «Use-It-Or-Lose-It» (obligation d'utiliser les droits sous peine de perte définitive) ou «Use-It-Or-Sell-It» (obligation d'utiliser les droits sous peine de vente), comme indiqué à l'annexe I, point 2.5, du règlement (CE) n° 714/2009, à la capacité non utilisée dans l'échéance du marché journalier;
 - (d) assurent une fixation des prix juste et non discriminatoire de la capacité d'interconnexion lors des enchères implicites infrajournalières;
 - (e) prévoient la mise en place de mécanismes de compensation justes, transparents et non discriminatoires pour assurer la fermeté;
 - (f) établissent une feuille de route détaillée, approuvée par les autorités de régulation de l'Irlande et de l'Irlande du Nord, comportant les grandes étapes de la mise en œuvre complète du présent règlement et de la pleine mise en conformité avec celui-ci;
 - (g) sont soumises à un processus de consultation auquel participent toutes les parties concernées, et prennent dûment en compte le résultat de la consultation;
 - (h) sont justifiées sur la base d'une analyse des coûts et des avantages;
 - (i) n'affectent pas de manière indue les autres juridictions.
3. Les autorités de régulation de l'Irlande et de l'Irlande du Nord fournissent à l'Agence au moins tous les trois mois, ou à la demande de cette dernière, toute information nécessaire pour lui permettre d'évaluer les dispositions transitoires applicables au

marché de l'électricité sur l'île d'Irlande et l'avancement vers la mise en œuvre complète du présent règlement et la pleine mise en conformité avec celui-ci.

Article 84
Entrée en vigueur

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

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