

**VERORDNUNG (EU) 2015/1222 DER KOMMISSION**  
**vom 24. Juli 2015**  
**zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement**  
**(Text von Bedeutung für den EWR)**

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

gestützt auf die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 <sup>(1)</sup>, insbesondere auf Artikel 18 Absatz 3 Buchstabe b und Absatz 5,

in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Die dringend notwendige Vollendung eines voll funktionierenden und vernetzten Energiebinnenmarkts ist von entscheidender Bedeutung, um eine sichere Energieversorgung aufrecht zu erhalten, die Wettbewerbsfähigkeit zu steigern und allen Verbrauchern die Beschaffung von Energie zu erschwinglichen Preisen zu ermöglichen. Ein gut funktionierender Elektrizitätsbinnenmarkt sollte Erzeugern unter besonderer Beachtung der Mitgliedstaaten und Regionen, die vom Energiemarkt der Union am stärksten isoliert sind, geeignete Anreize für Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen, auch in Anlagen für die regenerative Stromerzeugung, bieten. Ein gut funktionierender Markt sollte auch für Verbraucher geeignete Maßnahmen für eine effizientere Energienutzung vorsehen, was eine gesicherte Energieversorgung voraussetzt.
- (2) Die Sicherheit der Energieversorgung ist ein Kernelement der öffentlichen Sicherheit und daher bereits von Natur aus direkt verbunden mit dem effizienten Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes und der Integration der isolierten Strommärkte der Mitgliedstaaten. Die Versorgung der Unionsbürger mit Elektrizität kann nur über Netze erfolgen. Funktionierende Strommärkte und im Besonderen Netze sowie andere mit der Stromversorgung verbundene Anlagen sind von wesentlicher Bedeutung für die öffentliche Sicherheit, die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft und das Wohl der Bürger der Union.
- (3) In der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sind nicht diskriminierende Vorschriften über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel festgelegt, insbesondere Vorschriften für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement bei Verbindungsleitungen und Übertragungsnetzen, die sich auf grenzüberschreitende Lastflüsse auswirken. Im Interesse eines wirklich integrierten Strommarkts müssen die derzeitigen Vorschriften für die Kapazitätsvergabe, das Engpassmanagement und den Stromhandel weiter harmonisiert werden. Diese Verordnung enthält daher harmonisierte Mindestvorschriften für die letztlich einheitliche Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplung, damit ein klarer Rechtsrahmen für ein effizientes und modernes System der Kapazitätsvergabe und des Engpassmanagements vorliegt, das zum Vorteil der Verbraucher den unionsweiten Stromhandel erleichtert, eine effizientere Nutzung des Netzes ermöglicht und den Wettbewerb verbessert.
- (4) Um die einheitliche Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplung realisieren zu können, muss die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität von den Übertragungsnetzbetreibern (im Folgenden „ÜNB“) auf koordinierte Weise berechnet werden. Zu diesem Zweck sollten sie ein gemeinsames Netzmodell bilden, das für jede Stunde Schätzungen zu Stromerzeugung, Last und Netzstatus einschließt. Die verfügbare Kapazität sollte in der Regel anhand der sogenannten lastflussbasierten Berechnungsmethode berechnet werden, d. h. einer Methode, bei der berücksichtigt wird, dass Strom über verschiedene Pfade fließen kann, und bei der die verfügbare Kapazität in stark voneinander abhängigen Netzen optimiert wird. Die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität sollte eine der zentralen Eingangsgrößen für die weitere Berechnung sein, bei der alle Gebote und Angebote in der Union, die von den Strombörsen gesammelt werden, abgeglichen werden, wobei die verfügbare grenzüberschreitende Kapazität auf wirtschaftlich optimale Weise berücksichtigt wird. Die einheitliche Day-Ahead- und die Intraday-Marktkopplung gewährleisten, dass der Strom in der Regel aus Niedrigpreisgebieten in Hochpreisgebiete fließt.
- (5) Der Marktkopplungsbetreiber (im Folgenden „MKB“) verwendet einen bestimmten Algorithmus für die optimale Zusammenführung von Geboten und Angeboten. Die Ergebnisse der Berechnung sollten allen Strombörsen auf nicht diskriminierender Grundlage zur Verfügung gestellt werden. Die Strombörsen sollten ihre Kunden ausgehend von den Ergebnissen der vom MKB vorgenommenen Berechnung über die erfolgreichen Gebote und Angebote informieren. Die Energie sollte dann entsprechend den Ergebnissen der MKB-Berechnung im Netz

<sup>(1)</sup> ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15.

übertragen werden. Die Verfahren für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und für die Intraday-Marktkopplung sind ähnlich, mit dem Unterschied, dass bei der Intraday-Marktkopplung ein kontinuierlicher untertägiger Prozess verwendet werden sollte und nicht eine einzige Berechnung wie bei der Day-Ahead-Marktkopplung.

- (6) Die Kapazitätsberechnung für den Day-Ahead-Marktzeitbereich und für den Intraday-Marktzeitbereich sollte zumindest auf regionaler Ebene koordiniert werden, um eine zuverlässige Kapazitätsberechnung zu gewährleisten und um sicherzustellen, dass dem Markt optimale Kapazität zur Verfügung gestellt wird. Es sollten gemeinsame Methoden für die regionale Kapazitätsberechnung geschaffen werden, um die Input-Daten, den Berechnungsansatz und die Validierungsanforderungen festzulegen. Angaben zur verfügbaren Kapazität sollten durch einen effizienten Kapazitätsberechnungsprozess auf der Grundlage der neuesten Informationen zeitnah aktualisiert werden.
- (7) Für die Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität gibt es zwei zulässige Ansätze: den lastflussgestützten Ansatz und den Ansatz, der auf der koordinierten Nettoübertragungskapazität beruht. Der lastflussgestützte Ansatz sollte als primäres Verfahren für die Berechnung der Day-Ahead- und der Intraday-Kapazität verwendet werden, wenn bei der zonenübergreifenden Kapazität zwischen Gebotszonen eine hohe gegenseitige Abhängigkeit besteht. Der lastflussbasierte Ansatz soll erst eingeführt werden, nachdem die Marktteilnehmer konsultiert wurden und ihnen ausreichend Vorbereitungszeit für einen reibungslosen Übergang gewährt wurde. Der Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität sollte nur in Regionen angewandt werden, in denen bei der zonenübergreifenden Kapazität eine geringere gegenseitige Abhängigkeit besteht, und wenn nachgewiesen werden kann, dass der lastflussgestützte Ansatz keinen zusätzlichen Nutzen hervorbringen würde.
- (8) Für die einheitliche Day-Ahead- und die Intraday-Marktkopplung sollte ein gemeinsames Netzmodell, das das europäische Verbundnetz abbildet, erstellt werden, damit die zonenübergreifende Kapazität auf koordinierte Weise berechnet werden kann. Das gemeinsame Netzmodell sollte ein Modell des Übertragungsnetzes mit dem Standort der Erzeugungseinheiten und der Lasteinheiten umfassen, die für die Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität relevant sind. Die Bereitstellung genauer und zeitnaher Informationen durch jeden ÜNB ist für die Erstellung des gemeinsamen Netzmodells von grundlegender Bedeutung.
- (9) Jeder ÜNB sollte verpflichtet sein, für sein Netz ein Einzelnetzmodell zu erstellen und es an die ÜNB weiterzuleiten, die für ihre Zusammenführung in ein gemeinsames Netzmodell verantwortlich sind. Die Einzelnetzmodelle sollten Informationen von den Erzeugungseinheiten und den Lasteinheiten enthalten.
- (10) Die ÜNB sollten gemeinsame Entlastungsmaßnahmen wie das Countertrading oder das Redispatching verwenden, um sowohl interne als auch zonenübergreifende Engpässe zu bewältigen. Die ÜNB sollten die Nutzung von Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung koordinieren, um eine effizientere Kapazitätsvergabe zu fördern und unnötige Beschränkungen der grenzüberschreitenden Kapazität zu vermeiden.
- (11) Gebotszonen, die die Verteilung von Angebot und Nachfrage widerspiegeln, sind ein Eckpfeiler des marktbasierten Stromhandels und eine Voraussetzung dafür, dass das Potenzial der Kapazitätsvergabemethoden, einschließlich der lastflussgestützten Methode, in vollem Umfang genutzt wird. Gebotszonen sollten daher so festgelegt werden, dass sie ein effizientes Engpassmanagement und einen insgesamt effizienten Markt sicherstellen. Gebotszonen können später durch Teilung, Zusammenlegung oder Anpassung der Zonengrenzen geändert werden. Die Gebotszonen sollten für alle Marktzeitbereiche identisch sein. Das in dieser Verordnung vorgesehene Verfahren zur Überprüfung der Gebotszonenkonfigurationen wird bei der Ermittlung struktureller Engpässe eine wichtige Rolle spielen und eine effizientere Abgrenzung der Gebotszonen ermöglichen.
- (12) Die ÜNB sollten ein koordiniertes Redispatching von grenzübergreifender Bedeutung oder ein Countertrading auf regionaler oder überregionaler Ebene umsetzen. Das Redispatching von grenzübergreifender Bedeutung oder das Countertrading sollten mit dem Redispatching oder Countertrading innerhalb der Regelzone abgestimmt werden.
- (13) Für den Day-Ahead- und den Intraday-Marktzeitbereich sollte Kapazität anhand von Methoden der impliziten Vergabe vergeben werden, insbesondere anhand von Methoden, bei denen Strom und Kapazität zusammen vergeben werden. Im Falle der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung sollte diese Methode aus einer impliziten Auktion und im Falle der einheitlichen Intraday-Marktkopplung aus der kontinuierlichen impliziten Vergabe bestehen. Voraussetzung für die Methode der impliziten Auktion sollte eine effektive und zeitnahe Koordinierung zwischen den ÜNB, Strombörsen und weiteren Beteiligten sein, damit eine effiziente Kapazitätsvergabe und ein effizientes Engpassmanagement sichergestellt sind.
- (14) Aus Effizienzgründen und zur möglichst schnellen Umsetzung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung sollten die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung, soweit angezeigt, auf vorhandene Marktteilnehmer und bereits umgesetzte Lösungen zurückgreifen, ohne den Wettbewerb durch neue Marktteilnehmer auszuschließen.

- (15) Die Kommission kann in Zusammenarbeit mit der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (im Folgenden „Agentur“) eine einzige regulierte Funktionseinheit schaffen oder benennen, die gemeinsame MKB-Funktionen im Zusammenhang mit dem Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung ausführt.
- (16) Die Entwicklung von liquideren Intraday-Märkten, die den Parteien die Möglichkeit bieten, ihre Positionen näher an der Echtzeit auszugleichen, sollte dazu beitragen, die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt der Union zu erleichtern und dadurch wiederum das Erreichen der Ziele der Erneuerbare-Energien-Politik fördern.
- (17) Die zonenübergreifende Day-Ahead-Kapazität und die zonenübergreifende Intraday-Kapazität sollten verbindlich sein, um eine effektive grenzüberschreitende Vergabe zu ermöglichen.
- (18) Damit implizite Auktionen unionsweit stattfinden können, muss ein unionsweiter Preiskopplungsprozess gewährleistet sein. Dieser Prozess sollte Beschränkungen der Übertragungskapazität und Vergabebeschränkungen berücksichtigen und so konzipiert sein, dass seine Anwendung oder Ausdehnung in der gesamten Union sowie die Entwicklung künftiger neuer Produktarten möglich sind.
- (19) Strombörsen sammeln für unterschiedliche Zeitbereiche Gebote und Angebote, die als Input für die Kapazitätsberechnung im einheitlichen Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplungsprozess notwendig sind. Die Vorschriften dieser Verordnung für den Stromhandel erfordern daher einen institutionellen Rahmen für Strombörsen. Gemeinsame Anforderungen an die Benennung nominierter Strommarktbetreiber (*nominated electricity market operators*) (im Folgenden „NEMOs“) und an ihre Aufgaben sollten die Erreichung der Ziele der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 erleichtern und dafür sorgen, dass die einheitliche Day-Ahead- und die Intraday-Marktkopplung den Binnenmarkt gebührend berücksichtigen.
- (20) Die Einführung eines einheitlichen Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplungsprozesses erfordert die Zusammenarbeit potenziell konkurrierender Strombörsen, um gemeinsame Marktkopplungsfunktionen schaffen zu können. Daher sind die Aufsicht und die Einhaltung der Wettbewerbsvorschriften für diese gemeinsamen Funktionen von größter Bedeutung.
- (21) Trotz der Entwicklung eines zuverlässigen Algorithmus für die Abgleichung von Geboten und Angeboten und trotz geeigneter Back-up-Verfahren kann es Situationen geben, in denen der Preiskopplungsprozess keine Ergebnisse hervorbringen kann. Daher müssen Ausweichlösungen auf nationaler und regionaler Ebene vorgesehen werden, damit eine Kapazitätsvergabe dennoch möglich ist.
- (22) Für den Intraday-Marktzeitbereich sollte eine zuverlässige Bepreisung der Übertragungskapazität eingeführt werden, die Engpässe bei Kapazitätsknappheit widerspiegelt.
- (23) Kosten, die auf effiziente Weise angefallen sind, um die Verbindlichkeit von Kapazität sicherzustellen und um Verfahren für die Einhaltung dieser Verordnung einzuführen, sollten über Netzentgelte oder geeignete Mechanismen zeitnah gedeckt werden. NEMOs sollten, auch wenn sie MKB-Funktionen ausführen, Anspruch auf Deckung der ihnen entstandenen Kosten haben, sofern diese auf effiziente Weise angefallen, angemessen und verhältnismäßig sind.
- (24) Vor dem Beginn der Umsetzung sollten Regeln für die Aufteilung der gemeinsamen Kosten einer einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und einer einheitlichen Intraday-Marktkopplung zwischen den NEMOs und den ÜNB aus verschiedenen Mitgliedstaaten vereinbart werden, um Verzögerungen oder Streitigkeiten wegen der Kostenteilung zu vermeiden.
- (25) Die Zusammenarbeit zwischen den ÜNB, NEMOs und Regulierungsbehörden ist notwendig, um die Vollendung und das effiziente Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts zu fördern und das optimale Management, den koordinierten Betrieb und eine solide technische Entwicklung des Übertragungsnetzes in der Union zu gewährleisten. Die ÜNB, NEMOs und Regulierungsbehörden sollten die Synergien nutzen, die sich aus Projekten für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ergeben und die zur Entwicklung des Elektrizitätsbinnenmarktes beitragen. Sie sollten auf den gewonnenen Erfahrungen aufbauen, die getroffenen Entscheidungen beachten und Lösungen verwenden, die im Rahmen dieser Projekte entwickelt wurden.
- (26) Zur Gewährleistung der engen Zusammenarbeit zwischen den ÜNB, NEMOs und Regulierungsbehörden sollte ein stabiler, zuverlässiger und diskriminierungsfreier Governance-Rahmen der Union für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und für die einheitliche Intraday-Marktkopplung geschaffen werden.

- (27) Das Ziel dieser Verordnung, nämlich die Einführung einer einheitlichen Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplung, kann ohne bestimmte harmonisierte Vorschriften für die Kapazitätsberechnung, das Engpassmanagement und den Stromhandel nicht mit Erfolg erreicht werden.
- (28) Die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung sollten jedoch nur schrittweise verwirklicht werden, da der Regulierungsrahmen für den Stromhandel und die physische Struktur des Übertragungsnetzes beträchtliche Unterschiede zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten und Regionen aufweisen. Die Einführung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung erfordert daher eine allmähliche Angleichung der bestehenden Methoden für die Kapazitätsberechnung, die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement. Die einheitliche Intraday-Marktkopplung und die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung können daher im Bedarfsfall als Zwischenschritt auf regionaler Ebene eingeführt werden.
- (29) Die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung setzen die Einführung harmonisierter Höchst- und Mindestclearingpreise voraus, die zur Stärkung der Investitionsbedingungen für sichere Kapazität und für die langfristige Versorgungssicherheit sowohl innerhalb der Mitgliedstaaten als auch zwischen ihnen beitragen.
- (30) Angesichts der außergewöhnlich komplexen und detaillierten Modalitäten und Methoden, die für die vollständige Anwendung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung erforderlich sind, sollten bestimmte detaillierte Modalitäten und Methoden von den ÜNB und den NEMOs entwickelt und von den Regulierungsbehörden genehmigt werden. Die Entwicklung bestimmter Modalitäten oder Methoden durch die ÜNB und Strombörsen und ihre spätere Genehmigung durch die Regulierungsbehörden dürfen jedoch die Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes nicht verzögern. Daher müssen spezielle Bestimmungen über die Zusammenarbeit zwischen den ÜNB, den NEMOs und den Regulierungsbehörden vorgesehen werden.
- (31) Gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates<sup>(1)</sup> sollte die Agentur eine Entscheidung treffen, wenn die zuständigen nationalen Regulierungsbehörden keine Einigung auf gemeinsame Modalitäten oder Methoden erzielen können.
- (32) Diese Verordnung wurde in enger Zusammenarbeit mit der ACER, dem ENTSO (Strom) und den Interessenträgern erarbeitet, um wirksame, ausgewogene und angemessene Vorschriften auf transparente und partizipative Weise zu erlassen. Gemäß Artikel 18 Absatz 3 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 wird die Kommission die ACER, den ENTSO (Strom) und andere relevante Interessenträger, insbesondere die NEMOs, konsultieren, bevor sie Änderungen dieser Verordnung vorschlägt.
- (33) Diese Verordnung ergänzt Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 in Einklang mit den in Artikel 16 der genannten Verordnung festgelegten Grundsätzen.
- (34) Aufgrund der großen Herausforderungen, die mit der Einführung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung in den derzeitigen Markt Irlands und Nordirlands verbunden sind, wird dieser zurzeit in erheblichem Umfang neu gestaltet. Die Umsetzung von Teilen dieser Verordnung erfordert daher zusätzliche Zeit, wobei eine Reihe von Übergangsregelungen eingeführt wird.
- (35) Die in dieser Verordnung vorgesehenen Maßnahmen entsprechen der Stellungnahme des gemäß Artikel 23 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 eingesetzten Ausschusses —

HAT FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

#### TITEL I

### ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN

#### Artikel 1

### Gegenstand und Anwendungsbereich

1. In dieser Verordnung werden detaillierte Leitlinien für die Vergabe grenzüberschreitender Kapazität und für das Engpassmanagement auf dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt festgelegt; dies schließt Anforderungen an die Erarbeitung gemeinsamer Methoden zur Ermittlung der gleichzeitig zwischen Gebotszonen zur Verfügung stehenden Kapazitätsmengen, Kriterien für die Bewertung der Effizienz und ein Überprüfungsverfahren für die Abgrenzung der Gebotszonen ein.

<sup>(1)</sup> Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 1).

2. Diese Verordnung gilt für alle Übertragungsnetze und Verbindungsleitungen in der Union mit Ausnahme der Übertragungsnetze auf Inseln, die nicht über Verbindungsleitungen mit anderen Übertragungsnetzen verbunden sind.
3. In Mitgliedstaaten mit mehr als einem Übertragungsnetzbetreiber gilt diese Verordnung für alle Übertragungsnetzbetreiber innerhalb dieses Mitgliedstaats. Hat ein Übertragungsnetzbetreiber keine Funktion, die für eine oder mehrere Verpflichtungen aus dieser Verordnung relevant ist, können die Mitgliedstaaten vorsehen, dass die Verantwortung für die Einhaltung dieser Verpflichtungen einem oder mehreren anderen Übertragungsnetzbetreibern zugewiesen wird.
4. Die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung der Union können in der Schweiz tätigen Marktbetreibern und ÜNB offen stehen, sofern die nationalen Rechtsvorschriften dieses Landes die wichtigsten Bestimmungen der Rechtsvorschriften der Union für den Strommarkt umsetzen und ein zwischenstaatliches Abkommen über die Zusammenarbeit zwischen der Union und der Schweiz im Strombereich besteht.
5. Vorbehaltlich der Erfüllung der Bedingungen in vorstehendem Absatz 4 entscheidet die Kommission auf der Grundlage einer Stellungnahme der Agentur über die Beteiligung der Schweiz an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung. Die Rechte und Pflichten der schweizerischen NEMOs und ÜNB, die sich an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung beteiligen, entsprechen den Rechten und Pflichten der in der Union tätigen NEMOs und ÜNB, damit ein reibungsloses Funktionieren der auf Unionsebene umgesetzten Systeme der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung sowie gleiche Ausgangsbedingungen für alle Interessenträger ermöglicht werden.

## Artikel 2

### Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Verordnung gelten die Begriffsbestimmungen des Artikels 2 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, des Artikels 2 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 <sup>(1)</sup> der Kommission und des Artikels 2 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates <sup>(2)</sup>.

Zusätzlich gelten folgende Begriffsbestimmungen:

1. „Einzelnetzmodell“ bezeichnet einen von den zuständigen ÜNB erstellten Datensatz, der die Merkmale des elektrischen Energiesystems (Erzeugung, Last und Netztopologie) und die dazugehörigen Regeln für die Änderung dieser Merkmale während der Kapazitätsberechnung beschreibt und der zur Bildung des gemeinsamen Netzmodells mit den übrigen Einzelnetzmodellkomponenten zusammengeführt werden muss;
2. „gemeinsames Netzmodell“ bezeichnet einen von verschiedenen ÜNB vereinbarten unionsweiten Datensatz, der die Hauptmerkmale des elektrischen Energiesystems (Erzeugung, Last und Netztopologie) und die Regeln für die Änderung dieser Merkmale während des Kapazitätsberechnungsprozesses beschreibt;
3. „Kapazitätsberechnungsregion“ bezeichnet das geografische Gebiet, in dem die koordinierte Kapazitätsberechnung vorgenommen wird;
4. „Szenario“ bezeichnet den für einen bestimmten Zeitbereich prognostizierten Status des elektrischen Energiesystems;
5. „Nettoposition“ bezeichnet den Saldo der Stromexporte und -importe einer Gebotszone pro Marktzeiteinheit;
6. „Vergabebeschränkungen“ bezeichnet die Beschränkungen, die bei der Kapazitätsvergabe einzuhalten sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzwerte zu halten, und die nicht durch zonenübergreifende Kapazität abgebildet wurden oder die zur Verbesserung der Effizienz der Kapazitätsvergabe erforderlich sind;
7. „Betriebssicherheitsgrenzwerte“ bezeichnet die für den sicheren Netzbetrieb zulässigen Betriebsgrenzwerte wie thermische Grenzwerte, Spannungsgrenzwerte, Kurzschlussstromgrenzwerte, Frequenzgrenzwerte und Grenzwerte für die dynamische Stabilität;
8. „Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität (NTC)“ bezeichnet die Kapazitätsberechnungsmethode, die auf dem Grundsatz beruht, dass ein maximaler Austausch von Energie zwischen angrenzenden Gebotszonen ex-ante geprüft und festgelegt wird;

<sup>(1)</sup> Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 163 vom 15.6.2013, S. 1).

<sup>(2)</sup> Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

9. „lastflussbasierter Ansatz“ bezeichnet eine Methode der Kapazitätsberechnung, bei der die Energieaustausche zwischen Gebotszonen durch die Energieflussverteilungsfaktoren und die auf den kritischen Netzelementen verfügbaren Margen begrenzt werden;
10. „Ausfall“ bezeichnet die ermittelte und mögliche oder die bereits eingetretene Störung eines Elements und schließt nicht nur die Elemente des Übertragungsnetzes ein, sondern auch wichtige Netznutzer und Elemente des Verteilernetzes, sofern diese für die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes relevant sind;
11. „koordinierter Kapazitätsberechner“ bezeichnet die Funktionseinheit oder Funktionseinheiten, die die Aufgabe hat/haben, die Übertragungskapazität auf regionaler Ebene oder darüber zu berechnen;
12. „Erzeugungsverlagerungsschlüssel“ bezeichnet eine Methode, mit der die Änderung einer Nettoposition einer bestimmten Gebotszone in Schätzwerte für eine Zunahme oder Senkung der Einspeisung im gemeinsamen Netzmodell umgerechnet wird;
13. „Entlastungsmaßnahme“ bezeichnet jede Maßnahme, die von einem oder mehreren ÜNB manuell oder automatisch zur Wahrung der Betriebssicherheit angewendet wird;
14. „Zuverlässigkeitsmarge“ bezeichnet die Verringerung der zonenübergreifenden Kapazität, um Unsicherheiten bei der Kapazitätsberechnung abzudecken;
15. „Marktzeit“ bedeutet mitteleuropäische Sommerzeit oder mitteleuropäische Zeit, je nachdem, welche gerade gilt;
16. „Engpasserlöse“ bezeichnet die aus der Kapazitätsvergabe resultierenden Einnahmen;
17. „Marktengpass“ bezeichnet eine Situation, in der die ökonomische Wohlfahrt der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung durch Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität oder durch Vergabebeschränkungen begrenzt wurde;
18. „physikalischer Engpass“ bezeichnet eine netztechnische Situation, in der vorhergesagte oder aufgetretene Lastflüsse nicht mit den thermischen Grenzwerten der Netzelemente und den Spannungsgrenzwerten oder den Winkelstabilitätsgrenzwerten des elektrischen Energiesystems übereinstimmen;
19. „struktureller Engpass“ bezeichnet einen Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des elektrischen Energiesystems häufig wiederholt auftritt;
20. „Abgleichung (Matching)“ bezeichnet den Handelsmodus, bei dem Verkaufsaufträge passenden Kaufaufträgen zugeordnet werden, um die ökonomische Wohlfahrt der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung zu maximieren;
21. „Auftrag“ bezeichnet die von einem Marktteilnehmer geäußerte Absicht, Energie oder Kapazität vorbehaltlich bestimmter Ausführungsbedingungen zu kaufen oder zu verkaufen;
22. „abgeglichene Aufträge“ bezeichnet alle Kauf- und Verkaufsaufträge, die durch den Preiskopplungsalgorithmus oder den Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel abgeglichen wurden;
23. „nominierter Strommarktbetreiber“ („NEMO“, von: *nominated electricity market operator*) bezeichnet eine Funktionseinheit, die von der zuständigen Behörde für die Ausübung von Aufgaben im Zusammenhang mit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung benannt wurde;
24. „gemeinsames Auftragsbuch“ bezeichnet ein Modul im System der kontinuierlichen Intraday-Marktkopplung, das alle abzugleichenden Aufträge der an der einheitlichen Intraday-Marktkopplung teilnehmenden NEMOs erfasst und diese Aufträge fortlaufend abgleicht;
25. „Handelstransaktion“ bezeichnet einen oder mehrere abgeglichene Aufträge;
26. „einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung“ bezeichnet das Auktionsverfahren, bei dem Aufträge, die gesammelt werden, miteinander abgeglichen werden und gleichzeitig zonenübergreifende Kapazität für verschiedene Gebotszonen auf dem Day-Ahead-Markt vergeben wird;
27. „einheitliche Intraday-Marktkopplung“ bezeichnet das kontinuierliche Verfahren, bei dem Aufträge, die gesammelt werden, miteinander abgeglichen werden und gleichzeitig zonenübergreifende Kapazität für verschiedene Gebotszonen auf dem Intraday-Markt vergeben wird;
28. „Preiskopplungsalgorithmus“ bezeichnet den Algorithmus, der bei der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die gleichzeitige Abgleichung von Aufträgen und Vergabe zonenübergreifender Kapazitäten verwendet wird;
29. „Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel“ bezeichnet den Algorithmus, der bei der einheitlichen Intraday-Marktkopplung für die fortlaufende Abgleichung von Aufträgen und Vergabe zonenübergreifender Kapazitäten verwendet wird;

30. „Marktkopplungsbetreiberfunktion (MKB-Funktion)“ bezeichnet die Aufgabe, Aufträge von den Day-Ahead- und den Intraday-Märkten für verschiedene Gebotszonen abzugleichen und gleichzeitig zonenübergreifende Kapazitäten zu vergeben;
31. „Clearingpreis“ bezeichnet den Preis, der am Strommarkt durch die Abgleichung des höchsten angenommenen Verkaufsauftrags mit dem niedrigsten angenommenen Kaufauftrag ermittelt wird;
32. „fahrplanbezogener Austausch“ bezeichnet die für jede Marktzeiteinheit und für eine bestimmte Richtung fahrplanmäßig geplante Stromübertragung zwischen geografischen Gebieten;
33. „Berechner des fahrplanbezogenen Austauschs“ bezeichnet die Funktionseinheit oder Funktionseinheiten, die die Aufgabe hat/haben, fahrplanbezogene Austausche zu berechnen;
34. „Day-Ahead-Marktzeitbereich“ bezeichnet den Zeitbereich des Strommarkts bis zum Day-Ahead-Marktschlusszeitpunkt, innerhalb dessen für jede Marktzeiteinheit Produkte am Tag vor der Lieferung gehandelt werden;
35. „Day-Ahead-Verbindlichkeitszeitpunkt“ bezeichnet den Zeitpunkt, nach dem zonenübergreifende Kapazität verbindlich wird;
36. „Day-Ahead-Marktschlusszeitpunkt“ bezeichnet den Zeitpunkt, bis zu dem Aufträge am Day-Ahead-Markt angenommen werden;
37. „Intraday-Marktzeitbereich“ bezeichnet den Zeitbereich des Strommarktes nach dem Zeitpunkt der Öffnung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes und vor dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes, innerhalb dessen für jede Marktzeiteinheit Produkte gehandelt werden, bevor die gehandelten Produkte geliefert werden;
38. „Zeitpunkt der Öffnung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes“ bezeichnet den Zeitpunkt, ab dem zonenübergreifende Kapazität zwischen Gebotszonen für eine bestimmte Marktzeiteinheit und für eine bestimmte Gebotszongrenze freigegeben wird;
39. „Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes“ bezeichnet den Zeitpunkt, ab dem die Vergabe zonenübergreifender Kapazität für eine bestimmte Marktzeiteinheit nicht mehr zulässig ist;
40. „Kapazitätsmanagementmodul“ bezeichnet ein System, das aktuelle Informationen über die verfügbare zonenübergreifende Kapazität für die Vergabe zonenübergreifender Intraday-Kapazität enthält;
41. „nicht standardmäßiges Intraday-Produkt“ bezeichnet ein Produkt für die kontinuierliche Intraday-Marktkopplung für eine nicht konstante Lieferung von Energie oder für einen Zeitraum von mehr als einer Marktzeiteinheit, das besondere Merkmale aufweist und dafür konzipiert wurde, Netzbetriebspraktiken oder Markterfordernissen gerecht zu werden; Beispiele hierfür sind unter anderem Aufträge, die mehrere Marktzeiteinheiten abdecken, oder Produkte, die die Anlaufkosten von Erzeugungseinheiten widerspiegeln;
42. „zentrale Gegenpartei“ bezeichnet die Funktionseinheit oder Funktionseinheiten, die die Aufgabe hat/haben, Verträge mit Marktteilnehmern durch Novation der aus dem Abgleichungsprozess resultierenden Verträge zu schließen und die Übertragung der aus der Kapazitätsvergabe resultierenden Nettopositionen zusammen mit anderen zentralen Gegenparteien oder Transportagenten zu organisieren;
43. „Transportagent“ bezeichnet die Funktionseinheit oder Funktionseinheiten, die die Aufgabe hat/haben, Nettopositionen zwischen verschiedenen zentralen Gegenparteien zu übertragen;
44. „Verbindlichkeit“ bezeichnet eine Garantie dafür, dass Rechte an zonenübergreifender Kapazität unverändert bleiben und dass eine Entschädigung gezahlt wird, falls sie dennoch geändert werden;
45. „höhere Gewalt“ bezeichnet alle unvorhersehbaren oder ungewöhnlichen Ereignisse oder Situationen, die sich der zumutbaren Kontrolle eines ÜNB entziehen und nicht auf ein Verschulden des ÜNB zurückgehen, die nicht durch angemessene Vorsorge- oder Sorgfaltsmaßnahmen vermieden oder überwunden werden können, die nicht durch dem ÜNB technisch, finanziell oder wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen behoben werden können, die tatsächlich eingetreten und objektiv verifizierbar sind und die es dem ÜNB vorübergehend oder dauerhaft unmöglich machen, seinen Verpflichtungen gemäß dieser Verordnung nachzukommen;
46. „ökonomische Wohlfahrt der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung“ bezeichnet die Summe i) der Produzentenrente der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung für den relevanten Zeitraum, ii) der Konsumentenrente der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung, iii) der Engpasserlöse und iv) sonstiger damit verbundener Kosten und Nutzeffekte, sofern diese die wirtschaftliche Effizienz im relevanten Zeitraum erhöhen, wobei die Produzentenrente und die Konsumentenrente die Differenz sind zwischen den angenommenen Aufträgen und dem Clearingpreis pro Energieeinheit, multipliziert mit dem Energievolumen der Aufträge.

*Artikel 3***Ziele der Zusammenarbeit bei der Kapazitätsvergabe und dem Engpassmanagement**

Mit dieser Verordnung werden die folgenden Ziele verfolgt:

- a) Förderung eines wirksamen Wettbewerbs in den Bereichen Stromerzeugung, -handel und -versorgung;
- b) Gewährleistung einer optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur;
- c) Gewährleistung der Betriebssicherheit;
- d) Optimierung der Berechnung und der Vergabe zonenübergreifender Kapazität;
- e) Gewährleistung einer fairen und nicht diskriminierenden Behandlung der ÜNB, der NEMOs, der Agentur, der Regulierungsbehörden und der Marktteilnehmer;
- f) Gewährleistung und Verbesserung der Transparenz und der Zuverlässigkeit von Informationen;
- g) Beitrag zum effizienten langfristigen Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes und Stromsektors in der Union;
- h) Berücksichtigung der Notwendigkeit eines fairen und geordneten Marktes sowie einer fairen und geordneten Preisbildung;
- i) Schaffung gleicher Ausgangsbedingungen für die NEMOs;
- j) Bereitstellung eines nicht diskriminierenden Zugangs zu zonenübergreifender Kapazität.

*Artikel 4***Benennung der NEMOs und Aufhebung der Benennung**

1. Jeder Mitgliedstaat, der elektrisch mit einer Gebotszone in einem anderen Mitgliedstaat verbunden ist, trägt dafür Sorge, dass spätestens vier Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung ein oder mehrere NEMOs für die Durchführung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und/oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung benannt werden. Zu diesem Zweck können inländische und ausländische Marktbetreiber aufgefordert werden, sich um die Benennung als NEMO zu bewerben.

2. Jeder betroffene Mitgliedstaat stellt sicher, dass in jeder Gebotszone in seinem Hoheitsgebiet mindestens ein NEMO benannt wird. NEMOs werden zunächst für vier Jahre benannt. Außer in Fällen, in denen Artikel 5 Absatz 1 gilt, lassen die Mitgliedstaaten Bewerbungen um eine Benennung auf mindestens jährlicher Basis zu.

3. Sofern die Mitgliedstaaten nichts anderes bestimmt haben, sind die Regulierungsbehörden die benennende Behörde, die für die NEMO-Benennung, die Überwachung der Einhaltung der Benennungskriterien und im Fall von gesetzlichen nationalen Monopolen für die Genehmigung der NEMO-Gebühren oder der Methode für die Berechnung der NEMO-Gebühren verantwortlich sind. Die Mitgliedstaaten können festlegen, dass andere Behörden als die Regulierungsbehörden die benennende Behörde sind. In diesen Fällen sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass die benennende Behörde dieselben Rechte und Pflichten wie die Regulierungsbehörden hat, um ihre Aufgaben wirksam durchführen zu können.

4. Die benennende Behörde prüft, ob die NEMO-Bewerber die Kriterien des Artikels 6 erfüllen. Diese Kriterien gelten unabhängig davon, ob ein oder mehrere NEMOs benannt werden. Bei der Entscheidung über die Benennung von NEMOs ist jede Diskriminierung zwischen den Bewerbern, insbesondere zwischen inländischen und ausländischen Bewerbern, zu vermeiden. Ist die benennende Behörde nicht die Regulierungsbehörde, muss die Regulierungsbehörde eine Stellungnahme dazu abgeben, inwieweit der Bewerber die in Artikel 6 festgelegten Benennungskriterien erfüllt. NEMO-Benennungen dürfen nur gemäß Artikel 5 Absatz 1 abgelehnt werden oder wenn die Benennungskriterien des Artikels 6 nicht erfüllt werden.

5. Ein in einem Mitgliedstaat benannter NEMO ist berechtigt, Day-Ahead- und Intraday-Handelsdienstleistungen mit Lieferung in einem anderen Mitgliedstaat anzubieten. Es gelten die Handelsregeln in letzterem Mitgliedstaat, ohne dass ein NEMO in diesem Mitgliedstaat benannt werden muss. Die benennenden Behörden überwachen alle NEMOs, die die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und/oder die einheitliche Intraday-Marktkopplung in ihrem jeweiligen



Mitgliedstaat vornehmen. Gemäß Artikel 19 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sorgen die benennenden Behörden für die Einhaltung dieser Verordnung durch alle NEMOs, die die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und/oder die einheitliche Intraday-Marktkopplung in ihrem jeweiligen Mitgliedstaat vornehmen, unabhängig davon, wo die NEMOs benannt wurden. Die für die NEMO-Benennung, die Überwachung und Durchsetzung zuständigen Behörden tauschen alle für eine effiziente Aufsicht über die NEMO-Aktivitäten notwendigen Informationen untereinander aus.

Ein benannter NEMO muss die benennende Behörde eines anderen Mitgliedstaats, in dem er eine einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung oder eine einheitliche Intraday-Marktkopplung vornehmen will, zwei Monate vor der Betriebsaufnahme von seiner Absicht in Kenntnis setzen.

6. Als Ausnahme von Absatz 5 kann ein Mitgliedstaat Handelsdienstleistungen eines in einem anderen Mitgliedstaat benannten NEMO ablehnen, wenn

- a) in dem Mitgliedstaat oder in der Gebotszone des Mitgliedstaats, in dem bzw. in der die Lieferung erfolgt, ein gesetzliches nationales Monopol für Day-Ahead- und Intraday-Handelsdienstleistungen gemäß Artikel 5 Absatz 1 besteht oder
- b) der Mitgliedstaat, in dem die Lieferung erfolgt, darlegen kann, dass für die unter Inanspruchnahme eines in einem anderen Mitgliedstaat benannten NEMOs erfolgende Belieferung dieses Mitgliedstaats mit Strom, der auf den Day-Ahead- und Intraday-Märkten gekauft wurde, technische Hindernisse bestehen, die mit der Notwendigkeit zusammenhängen, die Einhaltung der Ziele dieser Verordnung bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit zu gewährleisten, oder
- c) die Handelsvorschriften in dem belieferten Mitgliedstaat nicht vereinbar sind mit der Belieferung dieses Mitgliedstaats mit Strom, der auf der Basis von Day-Ahead- und Intraday-Handelsdienstleistungen gekauft wurde, die von einem in einem anderen Mitgliedstaat benannten NEMO erbracht werden, oder
- d) der NEMO in dem Mitgliedstaat, in dem er benannt wurde, ein gesetzliches nationales Monopol gemäß Artikel 5 ist.

7. Im Fall einer Entscheidung zur Ablehnung von Day-Ahead- und/oder Intraday-Handelsdienstleistungen mit Lieferung in einem anderen Mitgliedstaat teilt der zu beliefernde Mitgliedstaat dem NEMO und der benennenden Behörde des Mitgliedstaats, in dem der NEMO benannt wurde, der Agentur und der Kommission seine Entscheidung mit. Die Ablehnung ist ordnungsgemäß zu begründen. In den in Absatz 6 Buchstaben b und c beschriebenen Fällen ist in der Entscheidung zur Ablehnung von Handelsdienstleistungen mit Lieferung in einem anderen Mitgliedstaat auch darzulegen, wie und bis wann die technischen Handelshindernisse überwunden oder die inländischen Handelsvorschriften mit den Handelsdienstleistungen mit Lieferung in einem anderen Mitgliedstaat kompatibel gemacht werden können. Die benennende Behörde des Mitgliedstaats, der die Handelsdienstleistungen ablehnt, prüft die Entscheidung und veröffentlicht eine Stellungnahme zu der Frage, wie die Hindernisse für Handelsdienstleistungen beseitigt werden können bzw. wie die Vereinbarkeit der Handelsdienstleistungen mit den Handelsvorschriften hergestellt werden kann.

8. Der Mitgliedstaat, in dem der NEMO benannt wurde, sorgt dafür, dass die Benennung aufgehoben wird, wenn der NEMO die Kriterien des Artikels 6 nicht mehr erfüllt und es ihm innerhalb von sechs Monaten nach der entsprechenden Unterrichtung durch die benennende Behörde nicht gelingt, die Einhaltung der Kriterien wiederherzustellen. Falls die Regulierungsbehörde für die Benennung und die Überwachung nicht zuständig ist, wird sie zur Aufhebung der Benennung konsultiert. Die benennende Behörde teilt der benennenden Behörde der anderen Mitgliedstaaten, in denen der NEMO tätig ist, mit, dass dieser die Kriterien nicht mehr erfüllt, und benachrichtigt gleichzeitig den NEMO.

9. Ist eine benennende Behörde eines Mitgliedstaats der Ansicht, dass ein NEMO, der in seinem Land tätig ist, jedoch dort nicht benannt wurde, die Kriterien des Artikels 6 hinsichtlich seiner Tätigkeiten in diesem Land nicht mehr erfüllt, muss sie den NEMO über die Nichterfüllung unterrichten. Stellt der NEMO innerhalb von drei Monaten nach dieser Unterrichtung die Einhaltung der Kriterien nicht wieder her, kann die benennende Behörde das Recht, Intraday- und Day-Ahead-Handelsdienstleistungen in diesem Mitgliedstaat anzubieten, solange aussetzen, bis der NEMO die Einhaltung wiederhergestellt hat. Die benennende Behörde unterrichtet die benennende Behörde des Mitgliedstaats, in dem der NEMO benannt ist, die Agentur und die Kommission.

10. Die benennende Behörde unterrichtet die Agentur über die Benennung und die Aufhebung der Benennung von NEMOs. Die Agentur führt auf ihrer Website eine Liste der benannten NEMOs mit Angaben zu ihrem Status und dazu, wo sie tätig sind.

#### Artikel 5

##### **Benennung von NEMOs im Fall eines gesetzlichen nationalen Monopols für Handelsdienstleistungen**

1. Falls in einem Mitgliedstaat oder in einer Gebotszone eines Mitgliedstaats zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Verordnung bereits ein gesetzliches nationales Monopol für Day-Ahead- und für Intraday-Handelsdienstleistungen besteht, das die Benennung von mehr als einem NEMO ausschließt, muss der betreffende Mitgliedstaat dies der Kommission innerhalb von zwei Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung mitteilen und kann er die Benennung von mehr als einem NEMO pro Gebotszone ablehnen.

Falls es mehrere Bewerber für die Benennung als einzigen NEMO gibt, benennt der betreffende Mitgliedstaat den Bewerber, der die in Artikel 6 aufgeführten Kriterien am besten erfüllt. Lehnt ein Mitgliedstaat die Benennung von mehr als einem NEMO pro Gebotszone ab, werden die NEMO-Gebühren für den Handel auf den Day-Ahead- und Intraday-Märkten rechtzeitig vor deren Inkrafttreten von der zuständigen nationalen Behörde festgelegt oder genehmigt oder es werden die für ihre Berechnung verwendeten Methoden von ihr vorgegeben.

Der betreffende Mitgliedstaat kann gemäß Artikel 4 Absatz 6 auch grenzübergreifende Handelsdienstleistungen ablehnen, die von einem in einem anderen Mitgliedstaat benannten NEMO angeboten werden; der Schutz von in diesem Mitgliedstaat bestehenden Strombörsen vor wettbewerbsbedingten wirtschaftlichen Nachteilen ist jedoch kein gültiger Ablehnungsgrund.

2. Für die Zwecke dieser Verordnung wird angenommen, dass ein gesetzliches nationales Monopol besteht, wenn im nationalen Recht ausdrücklich festgelegt ist, dass in einem Mitgliedstaat oder in einer Gebotszone eines Mitgliedstaats nicht mehr als eine Funktionseinheit Day-Ahead- und Intraday-Handelsdienstleistungen durchführen darf.

3. Zwei Jahre nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung übermittelt die Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat gemäß Artikel 24 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 einen Bericht über die Entwicklung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung in den Mitgliedstaaten mit besonderem Schwerpunkt auf der Entwicklung des Wettbewerbs zwischen NEMOs. Auf der Grundlage dieses Berichts kann die Kommission, falls ihrer Ansicht nach die Aufrechterhaltung gesetzlicher nationaler Monopole oder die anhaltende Ablehnung eines Mitgliedstaats, den grenzüberschreitenden Handel durch einen in einem anderen Mitgliedstaat benannten NEMO zuzulassen, nicht gerechtfertigt ist, geeignete legislative oder sonstige Maßnahmen für einen weiteren Ausbau des Wettbewerbs und des Handels zwischen den Mitgliedstaaten und innerhalb der Mitgliedstaaten in Betracht ziehen. Die Kommission nimmt in den Bericht auch eine Bewertung der Zuständigkeiten für die durch diese Verordnung festgelegte einheitliche Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplung auf, wobei der Schwerpunkt insbesondere auf der Transparenz der von den NEMOs gemeinsam ausgeführten MKB-Funktionen liegt. Auf der Grundlage dieses Berichts kann die Kommission, falls ihrer Ansicht nach bei der Ausführung der monopolistischen MKB-Funktionen und anderer NEMO-Aufgaben Unklarheit besteht, geeignete legislative oder sonstige Maßnahmen für eine weitere Verbesserung der Transparenz und des effizienten Funktionierens der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung in Betracht ziehen.

#### Artikel 6

##### **Kriterien für die Benennung von NEMOs**

1. Ein Bewerber wird nur als NEMO benannt, wenn er sämtliche folgenden Bedingungen erfüllt:
  - a) Er verfügt über oder beschafft angemessene Ressourcen für den gemeinsamen, koordinierten und regelkonformen Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und/oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung, einschließlich der für die Wahrnehmung der Aufgaben eines NEMO notwendigen Ressourcen, der finanziellen Ressourcen, der erforderlichen Informationstechnologie, der technischen Infrastruktur und der betrieblichen Verfahren, oder er weist nach, dass er in der Lage ist, diese Ressourcen innerhalb einer angemessenen Vorbereitungszeit vor der Übernahme seiner Aufgaben gemäß Artikel 7 zur Verfügung zu stellen.
  - b) Er kann sicherstellen, dass Informationen über die Aufgaben des NEMO gemäß Artikel 7 für die Marktteilnehmer offen zugänglich sind.
  - c) Er ist im Hinblick auf die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung kosteneffizient und führt in seiner internen Buchführung getrennte Konten für die MKB-Funktionen und die übrigen Tätigkeiten, um eine Quersubventionierung zu verhindern.
  - d) Seine Geschäfte sind in angemessener Weise von denen anderer Marktteilnehmer getrennt.
  - e) Falls er als gesetzliches nationales Monopol für Day-Ahead- und Intraday-Handelsdienstleistungen in einem Mitgliedstaat benannt wurde, darf er die in Artikel 5 Absatz 1 genannten Gebühren nicht dafür verwenden, seine Day-Ahead- oder Intraday-Aktivitäten in einem anderen Mitgliedstaat als in jenem, in dem diese Gebühren erhoben werden, zu finanzieren.
  - f) Er ist in der Lage, alle Marktteilnehmer in nicht diskriminierender Weise zu behandeln.
  - g) Er hat geeignete Marktaufsichtsregelungen eingeführt.
  - h) Er hat geeignete Transparenz- und Vertraulichkeitsvereinbarungen mit den Marktteilnehmern und den ÜNB geschlossen.

- i) Er ist in der Lage, die notwendigen Clearing- und Abrechnungsdienste zu erbringen.
  - j) Er ist in der Lage, die notwendigen Kommunikationssysteme und -routinen für die Koordinierung mit den ÜNB des Mitgliedstaats einzuführen.
2. Die in Absatz 1 festgelegten Benennungskriterien sind so anzuwenden, dass der Wettbewerb zwischen NEMOs auf gerechte und nicht diskriminierende Weise organisiert wird.

#### Artikel 7

#### Aufgaben der NEMOs

1. NEMOs fungieren als Marktbetreiber in nationalen oder regionalen Märkten, um in Zusammenarbeit mit den ÜNB die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung vorzunehmen. Ihre Aufgaben umfassen die Entgegennahme von Aufträgen von Marktteilnehmern, die Gesamtverantwortung für die Abgleichung und die Zuordnung von Aufträgen entsprechend den Ergebnissen der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung, die Veröffentlichung der Preise sowie die Abrechnung und das Clearing der aus den Handelstransaktionen resultierenden Verträge gemäß den einschlägigen Vereinbarungen und Rechtsvorschriften.

Hinsichtlich der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung sind die NEMOs insbesondere für die folgenden Aufgaben zuständig:

- a) Ausführung der in Absatz 2 beschriebenen MKB-Funktionen in Abstimmung mit anderen NEMOs;
  - b) gemeinsame Festlegung der Anforderungen an die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung, der Anforderungen an die MKB-Funktionen und den Preiskopplungsalgorithmus für alle Angelegenheiten, die mit dem Funktionieren des Strommarktes zusammenhängen, gemäß Absatz 2 sowie gemäß den Artikeln 36 und 37;
  - c) Festlegung von Höchst- und Mindestpreisen gemäß den Artikeln 41 und 54;
  - d) Anonymisierung und Weitergabe der erhaltenen Auftragsinformationen, die für die Ausführung der in Absatz 2 und in den Artikeln 40 und 53 festgelegten MKB-Funktionen erforderlich sind;
  - e) Prüfung der Ergebnisse, die mithilfe der in Absatz 2 beschriebenen MKB-Funktionen berechnet wurden, Zuteilung der Aufträge auf der Grundlage dieser Ergebnisse, Validierung der Ergebnisse als endgültig, wenn diese als korrekt betrachtet werden, und Übernahme der Verantwortung für sie gemäß den Artikeln 48 und 60;
  - f) Unterrichtung der Marktteilnehmer über die Ergebnisse ihrer Aufträge gemäß den Artikeln 48 und 60;
  - g) Auftreten als zentrale Gegenparteien für das Clearing und die Abrechnung des Energieaustauschs, der aus der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung resultiert, gemäß Artikel 68 Absatz 3;
  - h) Schaffung von Back-up-Verfahren gemeinsam mit den relevanten NEMOs und ÜNB gemäß Artikel 36 Absatz 3 für den nationalen oder regionalen Marktbetrieb, wenn die MKB-Funktionen keine Ergebnisse gemäß Artikel 39 Absatz 2 hervorbringen, wobei die in Artikel 44 vorgesehenen Ausweichverfahren berücksichtigt werden;
  - i) gemeinsame Übermittlung von Prognosen und von Informationen zu den Kosten der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung an die zuständigen Regulierungsbehörden und ÜNB in den Fällen, in denen die Kosten eines NEMO für die Einführung, die Änderung und den Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung durch den Beitrag der betroffenen ÜNB gemäß den Artikeln 75 bis 77 und Artikel 80 gedeckt werden sollen;
  - j) gegebenenfalls Abstimmung mit den ÜNB gemäß den Artikeln 45 und 57, um Regelungen zu schaffen, die mehr als einen NEMO innerhalb einer Gebotszone betreffen, und Vornahme der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und/oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung entsprechend den vereinbarten Regelungen.
2. NEMOs führen MKB-Funktionen zusammen mit anderen NEMOs aus. Diese Funktionen umfassen Folgendes:
- a) Entwicklung und Pflege der Algorithmen, Systeme und Verfahren für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung gemäß den Artikeln 36 und 51;
  - b) Verarbeitung von Input-Daten zu Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und zu Vergabebeschränkungen, die von den koordinierten Kapazitätsbrechern gemäß den Artikeln 46 und 58 bereitgestellt werden;

- c) Verwendung des Algorithmus für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und für die einheitliche Intraday-Marktkopplung gemäß den Artikeln 48 und 60;
- d) Validierung und Übermittlung der Ergebnisse für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung an die NEMOs gemäß den Artikeln 48 und 60.
3. Spätestens acht Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung übermitteln alle NEMOs allen Regulierungsbehörden und der Agentur einen Plan mit einer Beschreibung, wie die in Absatz 2 festgelegten MKB-Funktionen gemeinsam eingerichtet und ausgeführt werden sollen, einschließlich erforderlicher Entwürfe von Vereinbarungen zwischen NEMOs und Dritten. Der Plan enthält eine detaillierte Beschreibung der Umsetzung, den für die Umsetzung vorgeschlagenen Zeitplan von maximal 12 Monaten und eine Beschreibung der voraussichtlichen Auswirkungen der Modalitäten oder Methoden auf die Einführung und Ausführung der in Absatz 2 aufgeführten MKB-Funktionen.
4. Die Zusammenarbeit zwischen den NEMOs ist streng auf das Maß beschränkt, das für die effiziente und sichere Auslegung und Umsetzung und für den effizienten und sicheren Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung notwendig ist. Die gemeinsame Ausführung von MKB-Funktionen beruht auf dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung und stellt sicher, dass kein NEMO durch die Beteiligung an MKB-Funktionen von ungerechtfertigten wirtschaftlichen Vorteilen profitieren kann.
5. Die Agentur überwacht die Fortschritte der NEMOs bei der Einrichtung und Ausführung der MKB-Funktionen, insbesondere hinsichtlich der vertraglichen und rechtlichen Rahmenbedingungen sowie der technischen Bereitschaft, die MKB-Funktionen auszuführen. Spätestens 12 Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung berichtet die Agentur der Kommission, ob die Fortschritte bei der Einführung und Vornahme der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung bzw. der einheitlichen Intraday-Marktkopplung zufriedenstellend sind.

Die Agentur kann die Wirksamkeit und Effizienz der Einrichtung und der Ausführung der MKB-Funktionen jederzeit prüfen. Falls diese Prüfung ergibt, dass die Anforderungen nicht erfüllt werden, kann die Agentur der Kommission weitere Maßnahmen empfehlen, die für eine zeitnahe, wirksame und effiziente Realisierung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung erforderlich sind.

6. Falls die NEMOs keinen Plan gemäß Artikel 7 Absatz 3 für die Einrichtung der in Absatz 2 genannten MKB-Funktionen für den Intraday- oder den Day-Ahead-Marktzeitbereich vorlegen, kann die Kommission gemäß Artikel 9 Absatz 4 eine Änderung dieser Verordnung vorschlagen und dabei insbesondere in Erwägung ziehen, den ENTSO (Strom) oder eine andere Funktionseinheit anstelle der NEMOs mit der Ausführung der MKB-Funktionen für die einheitliche Day-ahead-Marktkopplung oder für die einheitliche Intraday-Marktkopplung zu betrauen.

#### Artikel 8

#### **Aufgaben der ÜNB im Zusammenhang mit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung**

1. In den Mitgliedstaaten, die elektrisch mit einem anderen Mitgliedstaat verbunden sind, nehmen alle ÜNB an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und an der einheitlichen Intraday-Marktkopplung teil.
2. Die ÜNB
  - a) legen gemeinsam für alle mit der Kapazitätsvergabe zusammenhängenden Aspekte gemäß Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe a Anforderungen an die ÜNB hinsichtlich des Preiskopplungsalgorithmus und des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel fest;
  - b) validieren gemeinsam gemäß Artikel 37 Absatz 4 die Algorithmen anhand der Anforderungen gemäß Buchstabe a;
  - c) führen die Kapazitätsberechnung ein und nehmen sie gemäß den Artikeln 14 bis 30 vor;
  - d) legen gegebenenfalls Regelungen für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität und sonstige Regelungen gemäß den Artikeln 45 und 57 fest;
  - e) berechnen die Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und die Vergabebeschränkungen und übermitteln sie gemäß den Artikeln 46 und 58;
  - f) überprüfen gemäß Artikel 48 Absatz 2 und Artikel 52 die Ergebnisse der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung hinsichtlich der Beschränkungen der validierten zonenübergreifenden Kapazität und der Vergabebeschränkungen;
  - g) führen im Bedarfsfall für die gemäß den Artikeln 49 und 56 erfolgende Berechnung und Veröffentlichung fahrplanbezogener Austausche an den Grenzen zwischen den Gebotszonen die Funktion des Berechners des fahrplanbezogenen Austauschs ein;

- h) übernehmen die gemäß den Artikeln 39 und 52 berechneten Ergebnisse der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung;
- i) führen, soweit zweckmäßig, Ausweichverfahren für die Kapazitätsvergabe gemäß Artikel 44 ein und wenden diese an;
- j) schlagen gemäß Artikel 59 den Zeitpunkt der Öffnung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes und den Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes vor;
- k) teilen die Engpasserlöse nach der gemäß Artikel 73 gemeinsam entwickelten Methode;
- l) fungieren, falls dies vereinbart wurde, gemäß Artikel 68 Absatz 6 als Transportagenten, die die Nettopositionen übertragen.

#### Artikel 9

### Annahme der Geschäftsbedingungen und Methoden

1. Die ÜNB und NEMOs entwickeln die aufgrund dieser Verordnung erforderlichen Geschäftsbedingungen oder Methoden und legen sie den zuständigen Regulierungsbehörden innerhalb der in dieser Verordnung festgelegten Fristen vor. Muss ein Vorschlag für Geschäftsbedingungen oder Methoden gemäß dieser Verordnung von mehr als einem ÜNB oder NEMO entwickelt und gebilligt werden, arbeiten die beteiligten ÜNB und NEMOs eng zusammen. Die ÜNB — mit Hilfe des ENTSO (Strom) — sowie alle NEMOs informieren die zuständigen Regulierungsbehörden und die Agentur regelmäßig über die bei der Entwicklung dieser Geschäftsbedingungen oder Methoden erzielten Fortschritte.

2. Für die Entscheidungen der ÜNB oder NEMOs über Vorschläge für Geschäftsbedingungen oder Methoden gemäß Artikel 9 Absatz 6 gilt die qualifizierte Mehrheit, falls zwischen ihnen kein Konsens erzielt werden konnte. Die qualifizierte Mehrheit ist innerhalb der einzelnen Stimmgruppen der ÜNB und NEMOs zu erreichen. Eine qualifizierte Mehrheit für Vorschläge gemäß Artikel 9 Absatz 6 erfordert eine Mehrheit

- a) der ÜNB oder NEMOs, die mindestens 55 % der Mitgliedstaaten vertreten, und
- b) der ÜNB oder NEMOs, die Mitgliedstaaten vertreten, die mindestens 65 % der Bevölkerung der Union umfassen.

Eine Sperrminderheit für Entscheidungen gemäß Artikel 9 Absatz 6 muss ÜNB oder NEMOs umfassen, die mindestens vier Mitgliedstaaten vertreten, ansonsten gilt die qualifizierte Mehrheit als erreicht.

Für Entscheidungen der ÜNB gemäß Artikel 9 Absatz 6 erhält jeder Mitgliedstaat eine Stimme. Gibt es im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats mehr als einen ÜNB, teilt der Mitgliedstaat die Stimmbefugnisse unter den ÜNB auf.

Für Entscheidungen der NEMOs gemäß Artikel 9 Absatz 6 erhält jeder Mitgliedstaat eine Stimme. Jeder NEMO verfügt über die Anzahl von Stimmen, die der Anzahl der Mitgliedstaaten, in denen er benannt wurde, entspricht. Wird im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats mehr als ein NEMO benannt, teilt der Mitgliedstaat die Stimmbefugnisse unter den NEMOs unter Berücksichtigung ihrer in dem jeweiligen Mitgliedstaat im vorangegangenen Finanzjahr gehandelten Strommengen auf.

3. Mit Ausnahme von Artikel 43 Absatz 1, Artikel 44, Artikel 56 Absatz 1, Artikel 63 und Artikel 74 Absatz 1 gilt für Entscheidungen der ÜNB über Vorschläge für Geschäftsbedingungen oder Methoden gemäß Artikel 9 Absatz 7 die qualifizierte Mehrheit, falls zwischen ihnen kein Konsens erzielt werden konnte und falls die betroffenen Regionen aus mehr als fünf Mitgliedstaaten bestehen. Die qualifizierte Mehrheit ist innerhalb der einzelnen Stimmgruppen der ÜNB und NEMOs zu erreichen. Eine qualifizierte Mehrheit für Vorschläge gemäß Artikel 9 Absatz 7 erfordert eine Mehrheit

- a) der ÜNB, die mindestens 72 % der betroffenen Mitgliedstaaten vertreten, und
- b) der ÜNB, die Mitgliedstaaten vertreten, die mindestens 65 % der Bevölkerung der betroffenen Region umfassen.

Eine Sperrminderheit für Entscheidungen gemäß Artikel 9 Absatz 7 muss mindestens die Mindestanzahl der ÜNB, die mehr 35 % der Bevölkerung der teilnehmenden Mitgliedstaaten vertreten, umfassen, zuzüglich der ÜNB, die mindestens einen weiteren betroffenen Mitgliedstaat vertreten, ansonsten gilt die qualifizierte Mehrheit als erreicht.

ÜNB, die über Vorschläge für Geschäftsbedingungen oder Methoden gemäß Artikel 9 Absatz 7 hinsichtlich Regionen entscheiden, die aus fünf oder weniger Mitgliedstaaten bestehen, treffen ihre Entscheidungen einvernehmlich.

Für Entscheidungen der ÜNB gemäß Artikel 9 Absatz 7 erhält jeder Mitgliedstaat eine Stimme. Gibt es im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats mehr als einen ÜNB, teilt der Mitgliedstaat die Stimmbefugnisse unter den ÜNB auf.

NEMOs, die über Vorschläge für Modalitäten oder Methoden gemäß Artikel 9 Absatz 7 entscheiden, treffen ihre Entscheidungen einvernehmlich.

4. Falls die ÜNB oder NEMOs nicht innerhalb der in dieser Verordnung festgelegten Fristen den nationalen Regulierungsbehörden einen Vorschlag für die Geschäftsbedingungen oder Methoden vorlegen, übermitteln sie den zuständigen Regulierungsbehörden und der Agentur die einschlägigen Entwürfe der Geschäftsbedingungen und Methoden und erläutern, was eine Einigung verhindert hat. Die Agentur setzt die Kommission hiervon in Kenntnis und geht, auf Ersuchen der Kommission, in Zusammenarbeit mit den zuständigen Regulierungsbehörden den Gründen für das Scheitern nach und unterrichtet die Kommission hiervon. Die Kommission ergreift geeignete Maßnahmen, um die Annahme der notwendigen Geschäftsbedingungen oder Methoden innerhalb von vier Monaten nach Eingang der Mitteilung der Agentur zu ermöglichen.

5. Jede Regulierungsbehörde genehmigt die Geschäftsbedingungen oder Methoden, die von den ÜNB und NEMOs für die Berechnung oder die Einführung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung entwickelt wurden. Sie sind für die Genehmigung der Geschäftsbedingungen und Methoden verantwortlich, auf die in den Absätzen 6, 7 und 8 Bezug genommen wird.

6. Die Vorschläge für die folgenden Geschäftsbedingungen oder Methoden unterliegen der Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden:

- a) der Plan für die gemeinsame Ausführung der MKB-Funktionen gemäß Artikel 7 Absatz 3.
- b) die Kapazitätsberechnungsregionen gemäß Artikel 15 Absatz 1;
- c) die Methode für die Bereitstellung von Erzeugungs- und Lastdaten gemäß Artikel 16 Absatz 1;
- d) die Methode für das gemeinsame Netzmodell gemäß Artikel 17 Absatz 1;
- e) der Vorschlag für eine harmonisierte Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 21 Absatz 4;
- f) die Back-up-Methode gemäß Artikel 36 Absatz 3;
- g) der von den NEMOs gemäß Artikel 37 Absatz 5 vorgelegte Algorithmus, einschließlich der Anforderungen der ÜNB und der NEMOs an die Algorithmen-Entwicklung gemäß Artikel 37 Absatz 1;
- h) Produkte, die von NEMOs im einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplungsprozess und im einheitlichen Intraday-Marktkopplungsprozess gemäß den Artikeln 40 und 53 berücksichtigt werden können;
- i) die Höchst- und Mindestpreise gemäß den Artikeln 41 Absatz 1 und 54 Absatz 2;
- j) die gemäß Artikel 55 Absatz 1 zu entwickelnde Methode für die Bepreisung von Intraday-Kapazität;
- k) der Zeitpunkt der Öffnung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes und der Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes gemäß Artikel 59 Absatz 1;
- l) der Day-ahead-Verbindlichkeitszeitpunkt gemäß Artikel 69;
- m) die Methode für die Verteilung der Engpasserlöse gemäß Artikel 73 Absatz 1;

7. Die Vorschläge für die folgenden Geschäftsbedingungen oder Methoden unterliegen der Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden der betroffenen Region:

- a) die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 20 Absatz 2;
- b) Entscheidungen über die Einführung und die Verschiebung der lastflussgestützten Berechnung gemäß Artikel 20 Absätze 2 bis 6 und über Ausnahmen gemäß Artikel 20 Absatz 7;
- c) die Methode für das koordinierte Redispatching und Countertrading gemäß Artikel 35 Absatz 1;
- d) die gemeinsamen Methoden für die Berechnung der fahrplanbezogenen Austausch gemäß Artikel 43 Absatz 1 und Artikel 56 Absatz 1;

- e) die Ausweichverfahren gemäß Artikel 44;
- f) ergänzende regionale Auktionen gemäß Artikel 63 Absatz 1;
- g) die Bedingungen für die Bereitstellung einer expliziten Vergabe gemäß Artikel 64 Absatz 2;
- h) die Kostenteilungsmethode für das Redispatching oder Countertrading gemäß Artikel 74 Absatz 1.

8. Die folgenden Geschäftsbedingungen oder Methoden unterliegen der Einzelgenehmigung jeder Regulierungsbehörde oder sonstigen zuständigen Behörde der jeweils betroffenen Mitgliedstaaten:

- a) gegebenenfalls die Benennung und die Aufhebung oder Aussetzung der Benennung gemäß Artikel 4 Absätze 2, 8 und 9;
- b) gegebenenfalls die Gebühren oder die Methoden, die zur Berechnung der Gebühren der NEMOs für den Handel an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten verwendet werden, gemäß Artikel 5 Absatz 1;
- c) Vorschläge einzelner ÜNB für eine Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration gemäß Artikel 32 Absatz 1 Buchstabe d;
- d) gegebenenfalls der Vorschlag für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität und sonstige Regelungen gemäß den Artikeln 45 und 57;
- e) die Kosten für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement gemäß den Artikeln 75 bis 79;
- f) gegebenenfalls das Teilen der regionalen Kosten der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung gemäß Artikel 80 Absatz 4.

9. Der Vorschlag für Geschäftsbedingungen oder Methoden enthält einen Vorschlag für den Zeitplan ihrer Umsetzung und eine Beschreibung ihrer voraussichtlichen Auswirkungen auf die Ziele dieser Verordnung. Vorschläge für Geschäftsbedingungen oder Methoden, für die die Genehmigung mehrerer oder aller Regulierungsbehörden erforderlich ist, werden der Agentur und den Regulierungsbehörden zur gleichen Zeit übermittelt. Auf Anfrage der zuständigen Regulierungsbehörden gibt die Agentur innerhalb von drei Monaten eine Stellungnahme zu den Vorschlägen für die Geschäftsbedingungen oder Methoden ab.

10. Erfordert die Genehmigung der Geschäftsbedingungen oder Methoden eine Entscheidung von mehr als einer Regulierungsbehörde, konsultieren die zuständigen Regulierungsbehörden einander und pflegen eine enge Zusammenarbeit und Abstimmung untereinander, um zu einer Einigung zu gelangen. Die zuständigen Regulierungsbehörden berücksichtigen gegebenenfalls die Stellungnahme der Agentur. Die Regulierungsbehörden entscheiden über die Geschäftsbedingungen oder Methoden gemäß den Absätzen 6, 7 und 8 innerhalb von sechs Monaten nach dem Eingang der Geschäftsbedingungen oder Methoden bei der Regulierungsbehörde oder gegebenenfalls bei der letzten betroffenen Regulierungsbehörde.

11. Falls es den Regulierungsbehörden nicht gelingt, innerhalb der in Absatz 10 genannten Frist eine Einigung zu erzielen, oder falls sie ein entsprechendes gemeinsames Ersuchen stellen, erlässt die Agentur innerhalb von sechs Monaten nach dem Verfahren des Artikels 8 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 einen Beschluss über die vorgelegten Vorschläge für Geschäftsbedingungen oder Methoden.

12. Falls eine oder mehrere Regulierungsbehörden für die Genehmigung der gemäß den Absätzen 6, 7 und 8 vorgelegten Geschäftsbedingungen oder Methoden eine Änderung verlangen, legen die jeweiligen ÜNB oder NEMOs innerhalb von zwei Monaten nach der Aufforderung durch die Regulierungsbehörden einen Vorschlag für geänderte Geschäftsbedingungen oder Methoden zur Genehmigung vor. Die zuständigen Regulierungsbehörden entscheiden über die geänderten Geschäftsbedingungen oder Methoden innerhalb von zwei Monaten nach deren Vorlage. Falls es den Regulierungsbehörden nicht gelingt, innerhalb der Zweimonatsfrist eine Einigung hinsichtlich der Geschäftsbedingungen oder Methoden gemäß den Absätzen 6 und 7 zu erzielen, oder falls sie ein entsprechendes gemeinsames Ersuchen stellen, erlässt die Agentur innerhalb von sechs Monaten nach dem Verfahren des Artikels 8 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 einen Beschluss über die geänderten Geschäftsbedingungen oder Methoden. Falls die jeweiligen ÜNB oder NEMOs keinen Vorschlag für geänderte Geschäftsbedingungen oder Methoden vorlegen, kommt das in Absatz 4 vorgesehene Verfahren zur Anwendung.

13. Die ÜNB oder NEMOs, die für die Ausarbeitung eines Vorschlags für Geschäftsbedingungen oder Methoden zuständig sind, oder die Regulierungsbehörden, die für ihre Annahme gemäß den Absätzen 6, 7 und 8 zuständig sind, können Änderungen dieser Geschäftsbedingungen oder Methoden vorschlagen.

Vorschläge für Änderungen der Geschäftsbedingungen oder Methoden sind gemäß dem in Artikel 12 beschriebenen Verfahren Gegenstand einer Konsultation und werden gemäß dem in diesem Artikel beschriebenen Verfahren genehmigt.

14. Die für die Ausarbeitung der Geschäftsbedingungen oder Methoden gemäß dieser Verordnung zuständigen ÜNB oder NEMOs veröffentlichen sie nach der Genehmigung durch die zuständigen Regulierungsbehörden im Internet oder, falls keine solche Genehmigung erforderlich ist, nach ihrer Ausarbeitung, es sei denn, die Informationen werden gemäß Artikel 13 als vertraulich betrachtet:

#### Artikel 10

### **Laufender Betrieb der einheitlichen Day-Ahead- und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung**

Die ÜNB und NEMOs organisieren gemeinsam den laufenden Betrieb der einheitlichen Day-Ahead- und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung. Sie veranstalten regelmäßig Sitzungen, um operative Fragen zu erörtern und zu entscheiden. Die ÜNB und NEMOs laden die Agentur und die Kommission als Beobachter zu diesen Sitzungen ein und veröffentlichen Kurzprotokolle der Sitzungen.

#### Artikel 11

### **Beteiligung der Interessenträger**

Die Agentur organisiert die Beteiligung der Interessenträger hinsichtlich der einheitlichen Day-Ahead- und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung und anderer Aspekte der Umsetzung dieser Verordnung in enger Zusammenarbeit mit dem ENTSO (Strom). Dies beinhaltet regelmäßige Sitzungen mit den Interessenträgern, um Probleme aufzuzeigen und Verbesserungen vorzuschlagen, die insbesondere die einheitliche Day-Ahead- und die einheitliche Intraday-Marktkopplung betreffen. Die Konsultationen der Interessenträger gemäß Artikel 12 werden dadurch nicht ersetzt.

#### Artikel 12

### **Konsultationen**

1. Die ÜNB und NEMOs, die gemäß dieser Verordnung für die Einreichung von Vorschlägen für Modalitäten oder Methoden oder Änderungen daran zuständig sind, konsultieren die Interessenträger, einschließlich der relevanten Behörden der einzelnen Mitgliedstaaten, zu den Vorschlagsentwürfen für Modalitäten oder Methoden in den in dieser Verordnung explizit festgelegten Fällen. Die Konsultation dauert mindestens einen Monat.
2. Die von den ÜNB und NEMOs auf Unionsebene vorgelegten Vorschläge für Modalitäten oder Methoden werden auf Unionsebene veröffentlicht und sind auf Unionsebene Gegenstand einer Konsultation. Zu den von den ÜNB und NEMOs auf regionaler Ebene vorgelegten Vorschlägen wird eine Konsultation auf mindestens regionaler Ebene durchgeführt. Parteien, die Vorschläge auf bilateraler oder auf multilateraler Ebene vorlegen, konsultieren zumindest die betroffenen Mitgliedstaaten.
3. Die für den Vorschlag für Modalitäten oder Methoden zuständigen Funktionseinheiten tragen den aus den Konsultationen gemäß Absatz 1 hervorgegangenen Stellungnahmen der Interessenträger zu dem Vorschlag vor seiner Vorlage zur Genehmigung durch die Regulierungsbehörde, sofern eine solche gemäß Artikel 9 erforderlich ist, oder in allen anderen Fällen vor seiner Veröffentlichung gebührend Rechnung. In allen Fällen muss im vorgelegten Vorschlag klar und fundiert begründet werden, weshalb die aus der Konsultation hervorgegangenen Stellungnahmen berücksichtigt bzw. nicht berücksichtigt wurden, und muss diese Begründung rechtzeitig vor oder gleichzeitig mit der Veröffentlichung des Vorschlags für Modalitäten oder Methoden veröffentlicht werden.

#### Artikel 13

### **Vertraulichkeitsverpflichtungen**

1. Vertrauliche Informationen, die gemäß dieser Verordnung empfangen, ausgetauscht oder übermittelt werden, unterliegen den Vorschriften der Absätze 2, 3 und 4 über das Berufsgeheimnis.
2. Die Verpflichtung zur Wahrung des Berufsgeheimnisses gilt für alle Personen, die den Bestimmungen dieser Verordnung unterliegen.



3. Vertrauliche Informationen, die die in Absatz 2 genannten Personen im Rahmen der Erfüllung ihrer Pflichten erhalten, dürfen an keine andere Person oder Behörde weitergegeben werden; davon unberührt bleiben Fälle, die unter das nationale Recht, andere Bestimmungen dieser Verordnung oder andere einschlägige Unionsvorschriften fallen.

4. Unbeschadet der Fälle, die unter nationales Recht fallen, dürfen Regulierungsbehörden, Einrichtungen oder Personen, die vertrauliche Informationen aufgrund dieser Verordnung erhalten, diese nur für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben im Rahmen dieser Verordnung verwenden.

## TITEL II

### ANFORDERUNGEN AN DIE MODALITÄTEN UND METHODEN FÜR DIE KAPAZITÄTSVERGABE UND DAS ENGPASSMANAGEMENT

#### KAPITEL 1

#### **Kapazitätsberechnung**

##### Abschnitt 1

#### **Allgemeine Anforderungen**

##### Artikel 14

#### **Zeitbereiche für die Kapazitätsberechnung**

1. Alle ÜNB berechnen die zonenübergreifende Kapazität für mindestens die folgenden Zeitbereiche:
  - a) Day-Ahead (vortägig) für den Day-Ahead-Markt;
  - b) Intraday (untertägig) für den Intraday-Markt.
2. Für den Day-Ahead-Marktzeitbereich wird die zonenübergreifende Kapazität je Day-Ahead-Marktzeiteinheit einzeln berechnet. Für den Intraday-Marktzeitbereich wird die zonenübergreifende Kapazität je verbleibende Intraday-Marktzeiteinheit einzeln berechnet.
3. Für den Day-Ahead-Marktzeitbereich beruht die Kapazitätsberechnung auf den neuesten verfügbaren Informationen. Die Aktualisierung der Informationen für den Day-Ahead-Marktzeitbereich beginnt nicht vor 15.00 Uhr Marktzeit zwei Tage vor dem Tag der Lieferung.
4. In jeder Kapazitätsberechnungsregion sorgen alle ÜNB dafür, dass die zonenübergreifende Kapazität innerhalb des Intraday-Marktzeitbereichs auf der Grundlage der neuesten verfügbaren Informationen neu berechnet wird. Bei der Häufigkeit dieser Neuberechnung werden die Effizienz und Betriebssicherheit berücksichtigt.

##### Artikel 15

#### **Kapazitätsberechnungsregionen**

1. Spätestens drei Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erstellen alle ÜNB zusammen einen gemeinsamen Vorschlag zur Bestimmung der Kapazitätsberechnungsregionen. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.
2. In dem Vorschlag gemäß Absatz 1 werden die Gebotszonengrenzen festgelegt, die den ÜNB zugeordnet sind, die Mitglieder jeder Kapazitätsberechnungsregion sind. Dabei müssen die folgenden Anforderungen erfüllt werden:
  - a) In ihm werden die in Anhang I Nummer 3.2 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 genannten Regionen berücksichtigt.
  - b) Jede Gebotszonengrenze oder, sofern vorhanden, zwei getrennte Gebotszonengrenzen, durch die eine Verbindungsleitung zwischen zwei Gebotszonen führt, wird bzw. werden einer Kapazitätsberechnungsregion zugeordnet.

- c) Die ÜNB werden zumindest all denjenigen Kapazitätsberechnungsregionen, in denen sie Gebotszonengrenzen haben, zugeordnet.
3. Kapazitätsberechnungsregionen, die einen lastflussgestützten Ansatz anwenden, werden zu einer Kapazitätsberechnungsregion zusammengelegt, sofern die folgenden kumulativen Bedingungen erfüllt sind:
- a) Ihre Übertragungsnetze sind direkt miteinander verbunden.
- b) Sie sind an demselben Gebiet der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder an demselben Gebiet der einheitlichen Intraday-Marktkopplung beteiligt.
- c) Ihre Zusammenlegung ist effizienter als ihre getrennte Beibehaltung. Die zuständigen nationalen Regulierungsbehörden können von den betroffenen ÜNB eine gemeinsame Kosten-Nutzen-Analyse zur Bewertung der Effizienz der Zusammenlegung verlangen.

## Abschnitt 2

### Das gemeinsame Netzmodell

#### Artikel 16

#### Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten

1. Spätestens zehn Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle ÜNB gemeinsam einen Vorschlag für eine einheitliche Methode für die Bereitstellung der für die Bildung des gemeinsamen Netzmodells erforderlichen Erzeugungs- und Lastdaten, der Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12 ist. Der Vorschlag enthält eine auf die Ziele dieser Verordnung gestützte Begründung dafür, weshalb diese Informationen benötigt werden.
2. In dem Vorschlag für die Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und der Lastdaten wird angegeben, welche Erzeugungseinheiten und welche Lasteinheiten ihren jeweiligen ÜNB Informationen für die Kapazitätsberechnung zur Verfügung stellen müssen.
3. In dem Vorschlag für eine Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten werden die Informationen angegeben, die den ÜNB von den Erzeugungs- und Lasteinheiten bereitgestellt werden müssen. Diese Informationen umfassen mindestens Folgendes:
- a) Informationen zu ihren technischen Merkmalen;
- b) Informationen über die Verfügbarkeit der Erzeugungseinheiten und der Lasteinheiten;
- c) Informationen, die den Fahrplan der Erzeugungseinheiten betreffen;
- d) relevante verfügbare Informationen darüber, wie die Erzeugungseinheiten eingesetzt werden.
4. In der Methode werden die Fristen genannt, die für die Bereitstellung der in Absatz 3 genannten Informationen durch die Erzeugungseinheiten und Lasteinheiten gelten.
5. Jeder ÜNB nutzt die in Absatz 3 genannten Informationen und teilt sie mit anderen ÜNB. Die Informationen gemäß Absatz 3 Buchstabe d werden nur für die Kapazitätsberechnung verwendet.
6. Spätestens zwei Monate nach der Genehmigung der Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten durch alle Regulierungsbehörden veröffentlicht der ENTSO (Strom):
- a) eine Liste der Funktionseinheiten, die den ÜNB Informationen bereitstellen müssen;
- b) eine Liste der nach Absatz 3 bereitzustellenden Informationen;
- c) Fristen für die Bereitstellung der Informationen.

*Artikel 17***Methode für das gemeinsame Netzmodell**

1. Spätestens zehn Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle ÜNB zusammen einen Vorschlag für eine Methode für ein gemeinsames Netzmodell. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.
2. Die Methode für ein gemeinsames Netzmodell ermöglicht die Erstellung eines gemeinsamen Netzmodells. Sie enthält mindestens Folgendes:
  - a) eine Definition von Szenarios gemäß Artikel 18;
  - b) eine Definition der Einzelnetzmodelle gemäß Artikel 19;
  - c) eine Beschreibung des Prozesses für die Zusammenführung der Einzelnetzmodelle zum gemeinsamen Netzmodell.

*Artikel 18***Szenarios**

1. Für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich des Artikels 14 Absatz 1 Buchstaben a und b erarbeiten alle ÜNB zusammen gemeinsame Szenarios. Die gemeinsamen Szenarios werden verwendet, um für das Verbundnetz im gemeinsamen Netzmodell eine bestimmte prognostizierte Situation in Bezug auf Erzeugung, Last und Netztopologie zu beschreiben.
2. Für den Day-Ahead- und für den Intraday-Kapazitätsberechnungszeitbereich wird jeweils ein Szenario pro Marktzeiteinheit entwickelt.
3. Für jedes Szenario legen alle ÜNB zusammen gemeinsame Regeln fest, um die Nettoposition in jeder Gebotszone und den Lastfluss für jede Gleichstromleitung zu bestimmen. Diese gemeinsamen Regeln beruhen für jedes Szenario auf der besten verfügbaren Prognose der Nettoposition für jede Gebotszone und auf der besten Prognose der Lastflüsse auf jeder Gleichstromleitung und sehen vor, dass die Bilanz zwischen Erzeugung und Last im Übertragungsnetz der Union insgesamt ausgeglichen ist. Bei der Entwicklung der Szenarios darf es gemäß Anhang I Nummer 1.7 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 keine unzulässige Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austausch geben.

*Artikel 19***Einzelnetzmodell**

1. Für jede Gebotszone und für jedes Szenario gilt:
  - a) Alle ÜNB der Gebotszone stellen gemeinsam ein einheitliches Einzelnetzmodell bereit, das die Anforderungen des Artikels 18 Absatz 3 erfüllt, oder
  - b) jeder ÜNB der Gebotszone stellt ein Einzelnetzmodell für seine Regelzone, einschließlich Verbindungsleitungen, bereit, sofern die Summe der Nettopositionen in den Regelzonen, einschließlich Verbindungsleitungen, die die Gebotszone abdecken, die Vorgaben des Artikels 18 Absatz 3 erfüllt.
2. Jedes Einzelnetzmodell stellt für jedes von dem (den) ÜNB festgelegte Szenario die zum Zeitpunkt der Erstellung des Einzelnetzmodells bestmögliche Prognose der Übertragungsnetzbedingungen dar.
3. Die Einzelnetzmodelle umfassen alle Netzelemente des Übertragungsnetzes, die in der regionalen Betriebssicherheitsanalyse für den betreffenden Zeitbereich verwendet werden.
4. Die Art und Weise, in der die Einzelnetzmodelle erstellt werden, wird von allen ÜNB soweit wie möglich harmonisiert.
5. Jeder ÜNB stellt im Einzelnetzmodell alle Daten bereit, die für Wirk- und Blindleistungsflussanalysen und Spannungsanalysen im stationären Zustand erforderlich sind.

6. Gegebenenfalls tauschen die einzelnen ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion nach einer entsprechenden Vereinbarung aller ÜNB dieser Kapazitätsberechnungsregion untereinander Daten aus, um Spannungs- und dynamische Stabilitätsanalysen zu ermöglichen.

### Abschnitt 3

## Kapazitätsberechnungsmethoden

### Artikel 20

#### Einführung der lastflussgestützten Kapazitätsberechnungsmethode

1. Als Ansatz für die gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethoden für den Day-Ahead-Marktzeitbereich und für den Intraday-Marktzeitbereich wird ein lastflussgestützter Ansatz verwendet, außer wenn die Bedingung des Absatzes 7 erfüllt ist.
2. Spätestens zehn Monate nach der Genehmigung des Vorschlags für eine Kapazitätsberechnungsregion gemäß Artikel 15 Absatz 1 übermitteln alle ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion einen Vorschlag für eine gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung innerhalb der jeweiligen Region. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12. Der Vorschlag für die Kapazitätsberechnungsmethode innerhalb von Regionen gemäß diesem Absatz in Kapazitätsberechnungsregionen, die auf Nordwesteuropa (NWE) und Mitteleuropa (MOE) im Sinne der Definition in Anhang I Nummer 3.2 Buchstaben b und d der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 beruhen, sowie in Regionen gemäß den Absätzen 3 und 4 wird durch einen gemeinsamen Rahmen für die Koordinierung und Kompatibilität der lastflussgestützten Methoden zwischen den Regionen ergänzt, der in Einklang mit Absatz 5 zu entwickeln ist.
3. Die ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion, zu der Italien im Sinne der Definition in Anhang I Nummer 3.2 Buchstabe c der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 gehört, dürfen unbeschadet der Verpflichtung gemäß Absatz 1 die Frist zur Vorlage des Vorschlags für eine gemeinsame Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung unter Verwendung des lastflussgestützten Ansatzes für die jeweilige Region gemäß Absatz 2 um bis zu sechs Monate nach dem Beitritt der Schweiz zur einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung verlängern. In dem Vorschlag brauchen Gebotszongrenzen mit Italien sowie zwischen Italien und Griechenland nicht enthalten zu sein.
4. Spätestens sechs Monate nachdem zumindest alle südosteuropäischen Vertragsparteien der Energiegemeinschaft an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung teilnehmen, legen die ÜNB von zumindest Kroatien, Rumänien, Bulgarien und Griechenland gemeinsam einen Vorschlag zur Einführung einer gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode vor, die den lastflussgestützten Ansatz für den Day-Ahead- und für den Intraday-Marktzeitbereich verwendet. Für die Umsetzung der gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode, die den lastflussgestützten Ansatz verwendet, muss der Vorschlag eine Frist von maximal zwei Jahren nach der Beteiligung aller südosteuropäischen Vertragsparteien der Energiegemeinschaft an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung enthalten. Die ÜNB von Mitgliedstaaten mit Grenzen zu anderen Regionen werden aufgefordert, sich an den Initiativen zur Umsetzung einer gemeinsamen lastflussgestützten Kapazitätsberechnungsmethode mit diesen Regionen zu beteiligen.
5. Wenn zwei oder mehr angrenzende Kapazitätsberechnungsregionen in demselben Synchrongebiet eine Kapazitätsberechnungsmethode auf Basis des lastflussgestützten Ansatzes für den Day-Ahead- oder für den Intraday-Marktzeitbereich anwenden, gelten sie für diesen Zweck als eine Region, und die ÜNB dieser Region übermitteln innerhalb von sechs Monaten einen Vorschlag für die Anwendung einer gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode auf Basis des lastflussgestützten Ansatzes für den Day-Ahead- oder für den Intraday-Marktzeitbereich. Für die Umsetzung der gemeinsamen regionenübergreifenden Kapazitätsberechnungsmethode muss der Vorschlag eine Frist von maximal 12 Monaten nach der Umsetzung des lastflussgestützten Ansatzes in diesen Regionen im Fall der Methode für den Day-Ahead-Marktzeitbereich und von 18 Monaten im Fall der Methode für den Intraday-Marktzeitbereich enthalten. Die hier angegebenen Fristen können in Einklang mit Absatz 6 angepasst werden.

Die Methode in den beiden Kapazitätsberechnungsregionen, die mit der Entwicklung einer gemeinsamen Kapazitätsberechnungsmethode begonnen haben, kann zuerst angewandt werden, bevor eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode mit einer weiteren Kapazitätsberechnungsregion entwickelt wird.

6. Falls die betroffenen ÜNB nachweisen können, dass mit der Anwendung gemeinsamer lastflussgestützter Methoden gemäß den Absätzen 4 und 5 unter Annahme desselben Niveaus der Betriebssicherheit noch keine Verbesserung der Effizienz verbunden wäre, können sie bei den zuständigen Regulierungsbehörden gemeinsam eine Verlängerung der Fristen beantragen.

7. Die ÜNB können die zuständigen Regulierungsbehörden gemeinsam ersuchen, den Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität in anderen Regionen und an anderen Gebotszonengrenzen als den in den Absätzen 2 bis 4 genannten anzuwenden, wenn die betroffenen ÜNB nachweisen können, dass mit der Anwendung der Kapazitätsberechnungsmethode auf Basis des lastflussgestützten Ansatzes gegenüber dem Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität und unter der Annahme desselben Betriebssicherheitsniveaus in der betroffenen Region noch keine Verbesserung der Effizienz verbunden wäre.

8. Damit die Marktteilnehmer sich auf Änderungen der Kapazitätsberechnungsmethode einstellen können, testen die betroffenen ÜNB den neuen Ansatz parallel zu dem aktuell verwendeten Ansatz und beziehen sie die Marktteilnehmer über einen Zeitraum von mindestens sechs Monaten vor der Umsetzung eines Vorschlags zur Änderung ihres Kapazitätsberechnungsansatzes ein.

9. Die ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion, in der der lastflussgestützte Ansatz verwendet wird, entwickeln ein Tool und stellen dieses zur Verfügung; mithilfe des Tools können die Marktteilnehmer die Wechselwirkungen zwischen den zonenübergreifenden Kapazitäten und zonenübergreifenden Austausch zwischen Gebotszonen einschätzen.

## Artikel 21

### Kapazitätsberechnungsmethode

1. Der Vorschlag für eine gemäß Artikel 20 Absatz 2 entwickelte gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode für eine Kapazitätsberechnungsregion enthält für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich mindestens Folgendes:

- a) Methoden für die Berechnung der Input-Daten für die Kapazitätsberechnung, die die folgenden Parameter umfassen:
  - i) eine Methode zur Festlegung der Zuverlässigkeitsmarge gemäß Artikel 22;
  - ii) die Methoden zur Festlegung der Betriebssicherheitsgrenzwerte, der für die Kapazitätsberechnung relevanten Ausfälle und der Vergabebeschränkungen, die gemäß Artikel 23 angewandt werden können;
  - iii) die Methode zur Festlegung der Erzeugungsverlagerungsschlüssel gemäß Artikel 24;
  - iv) die Methode zur Festlegung der bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 25;
- b) eine ausführliche Beschreibung des Kapazitätsberechnungsansatzes, die Folgendes enthält:
  - i) eine mathematische Beschreibung des angewandten Kapazitätsberechnungsansatzes mit verschiedenen Input-Daten für die Kapazitätsberechnung;
  - ii) Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austausch, damit die Einhaltung von Anhang I Nummer 1.7 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sichergestellt ist;
  - iii) Vorschriften zur Berücksichtigung gegebenenfalls zuvor vergebener zonenübergreifender Kapazität;
  - iv) Regeln für die Anpassung der Lastflüsse auf kritischen Netzelementen oder der zonenübergreifenden Kapazität aufgrund von Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 25;
  - v) für den lastflussgestützten Ansatz eine mathematische Beschreibung der Berechnung der Energieflussverteilungsfaktoren und der Berechnung der auf kritischen Netzelementen verfügbaren Margen;
  - vi) für den Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität die Regeln für die Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität, einschließlich der Regeln für die effiziente Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene Gebotszonengrenzen;
  - vii) in Fällen, in denen die Lastflüsse auf kritischen Netzelementen durch zonenübergreifende Stromaustausche in verschiedenen Kapazitätsberechnungsregionen beeinflusst werden, die Regeln für die Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene Kapazitätsberechnungsregionen, um diese Lastflüsse berücksichtigen zu können;
- c) eine Methode für die Validierung der zonenübergreifenden Kapazität gemäß Artikel 26.

2. Für den Intraday-Kapazitätsberechnungszeitbereich wird in der Kapazitätsberechnungsmethode auch angegeben, wie häufig die Kapazität gemäß Artikel 14 Absatz 4 neu berechnet wird, wobei die Gründe für die gewählte Häufigkeit angeführt werden.
3. Die Kapazitätsberechnungsmethode umfasst ein Ausweichverfahren für den Fall, dass die ursprüngliche Kapazitätsberechnung zu keinen Ergebnissen führt.
4. Alle ÜNB in jeder Kapazitätsberechnungsregion verwenden, soweit möglich, harmonisierte Input-Daten für die Kapazitätsberechnung. Spätestens bis zum 31. Dezember 2020 verwenden alle Regionen eine harmonisierte Kapazitätsberechnungsmethode, die insbesondere eine harmonisierte Kapazitätsberechnungsmethode für den lastflussgestützten Ansatz und für den Ansatz der koordinierten Nettokapazität vorsieht. Die Harmonisierung der Kapazitätsberechnungsmethode wird einer Effizienzbewertung unterzogen, die die Harmonisierung der lastflussgestützten Methoden und der Methoden der koordinierten Nettoübertragungskapazität, die das gleiche Betriebssicherheitsniveau bewirken, betrifft. Alle ÜNB übermitteln allen Regulierungsbehörden innerhalb von 12 Monaten, nachdem mindestens zwei Kapazitätsberechnungsregionen eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 20 Absatz 5 umgesetzt haben, die Bewertung mit einem Vorschlag für den Übergang zu einer harmonisierten Kapazitätsberechnungsmethode.

#### Artikel 22

##### **Methode für die Zuverlässigkeitsmarge**

1. Der Vorschlag für eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode umfasst eine Methode zur Bestimmung der Zuverlässigkeitsmarge. Die Methode zur Bestimmung der Zuverlässigkeitsmarge umfasst zwei Schritte. Im ersten Schritt schätzen die betroffenen ÜNB die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Abweichungen zwischen den zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung erwarteten Lastflüssen und den in Echtzeit erfolgten Lastflüssen. Im zweiten Schritt wird die Zuverlässigkeitsmarge durch die Ableitung eines Wertes von der Wahrscheinlichkeitsverteilung berechnet.
2. In der Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsmarge werden die Grundsätze der Berechnung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Abweichungen zwischen den zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung erwarteten Lastflüssen und den in Echtzeit erfolgten Lastflüssen dargelegt und die bei der Berechnung zu berücksichtigenden Unsicherheiten angegeben. Zur Bestimmung dieser Unsicherheiten wird in der Methode insbesondere Folgendes berücksichtigt:
  - a) unbeabsichtigte Abweichungen der physikalischen Lastflüsse innerhalb einer Marktzeiteinheit, die durch die Anpassung der Lastflüsse innerhalb der Regelzonen und zwischen diesen zur Aufrechterhaltung einer konstanten Netzfrequenz entstehen;
  - b) Unsicherheiten, die für die jeweils betrachtete Marktzeiteinheit die Kapazitätsberechnung beeinträchtigen und zwischen dem Kapazitätsberechnungszeitbereich und der Echtzeit eintreten könnten.
3. In der Methode zur Bestimmung der Zuverlässigkeitsmarge beschreiben die ÜNB auch gemeinsame harmonisierte Grundsätze für die Ableitung der Zuverlässigkeitsmarge von der Wahrscheinlichkeitsverteilung.
4. Auf der Grundlage der gemäß Absatz 1 festgelegten Methode bestimmen die ÜNB die Zuverlässigkeitsmarge unter Einhaltung der Betriebssicherheitsgrenzwerte und unter Berücksichtigung der Unsicherheiten zwischen dem Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung und der Echtzeit sowie der nach der Kapazitätsberechnung zur Verfügung stehenden Entlastungsmaßnahmen.
5. Für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich bestimmen die betroffenen ÜNB bei Anwendung des lastflussgestützten Ansatzes die Zuverlässigkeitsmarge für kritische Netzelemente und bei Anwendung des Ansatzes der koordinierten Nettoübertragungskapazität die Zuverlässigkeitsmarge für die zonenübergreifende Kapazität.

#### Artikel 23

##### **Methoden für Betriebssicherheitsgrenzwerte, Ausfälle und Vergabebeschränkungen**

1. Jeder ÜNB hält die für die Betriebssicherheitsanalyse zugrunde gelegten Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfälle ein.

2. Wenn die für die Kapazitätsberechnung zugrunde gelegten Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfälle nicht mit den für die Betriebssicherheitsanalyse verwendeten identisch sind, beschreiben die ÜNB in dem Vorschlag für die gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode die spezielle Methode und die Kriterien, die sie für die Festlegung der für die Kapazitätsberechnung zugrunde gelegten Betriebssicherheitsgrenzwerte und Ausfälle verwendet haben.
3. Falls die ÜNB Vergabebeschränkungen anwenden, so können diese nur festgelegt anhand von
  - a) Beschränkungen, die erforderlich sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der Betriebssicherheitsgrenzwerte zu halten, und die nicht auf effiziente Weise durch maximale Lastflüsse auf kritischen Netzelementen abgebildet werden können, oder
  - b) Beschränkungen, die die ökonomische Wohlfahrt der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung oder der einheitlichen Intraday-Marktkopplung steigern sollen.

#### Artikel 24

##### **Methode für die Erzeugungsverlagerungsschlüssel**

1. Der Vorschlag für eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode umfasst einen Vorschlag für eine Methode zur Festlegung eines gemeinsamen Erzeugungsverlagerungsschlüssels für jede Gebotszone und für jedes gemäß Artikel 18 entwickelte Szenario.
2. Die Erzeugungsverlagerungsschlüssel stellen die bestmögliche Prognose für das Verhältnis einer Veränderung der Nettoposition einer Gebotszone zu einer bestimmten Veränderung der Erzeugung oder Last im gemeinsamen Netzmodell dar. Bei dieser Prognose werden insbesondere die Informationen aus der Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten verwendet.

#### Artikel 25

##### **Methode für Entlastungsmaßnahmen im Rahmen der Kapazitätsberechnung**

1. Jeder ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion legt individuell fest, welche verfügbaren Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen sind, damit die Ziele dieser Verordnung erreicht werden.
2. Jeder ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion stimmt den Einsatz von bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen und ihre konkrete Anwendung im Echtzeitbetrieb mit den übrigen ÜNB derselben Region ab.
3. Um die Berücksichtigung von Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung zu ermöglichen, verständigen sich in jeder Kapazitätsberechnungsregion alle ÜNB auf die Anwendung von Entlastungsmaßnahmen, die das Tätigwerden von mehr als einem ÜNB erforderlich machen.
4. Jeder ÜNB stellt sicher, dass Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden, wobei die Voraussetzung gilt, dass die nach der Berechnung verbleibenden verfügbaren Entlastungsmaßnahmen zusammen mit der Zuverlässigkeitsmarge gemäß Artikel 22 ausreichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten.
5. Jeder ÜNB berücksichtigt kostenneutrale Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung.
6. Jeder ÜNB stellt sicher, dass die bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen für alle Kapazitätsberechnungszeitbereiche dieselben sind, wobei ihre technische Verfügbarkeit für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich berücksichtigt wird.

#### Artikel 26

##### **Methode für die Validierung zonenübergreifender Kapazität**

1. Jeder ÜNB validiert die für seine Gebotszongrenzen oder kritischen Netzelemente relevante zonenübergreifende Kapazität, die von den koordinierten Kapazitätsrechnern gemäß den Artikeln 27 bis 31 bereitgestellt wird, und hat das Recht, sie zu korrigieren.
2. In Fällen, in denen der Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität angewendet wird, nehmen alle ÜNB der Kapazitätsberechnungsregion eine Regel zur Aufteilung der Korrektur der zonenübergreifenden Kapazität auf die verschiedenen Gebotszongrenzen in die Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 21 auf.

3. Jeder ÜNB kann die zonenübergreifende Kapazität während der Validierung der zonenübergreifenden Kapazität gemäß Absatz 1 aus Gründen der Betriebssicherheit verringern.
4. Während der Berechnung und Validierung der Kapazität stimmt sich jeder koordinierte Kapazitätsberechner mit den benachbarten koordinierten Kapazitätsrechnern ab.
5. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner erstattet allen Regulierungsbehörden der Kapazitätsberechnungsregion alle drei Monate Bericht über alle während der Validierung der zonenübergreifenden Kapazität gemäß Absatz 3 vorgenommenen Verringerungen. In diesem Bericht wird auch angegeben, wo, in welchem Umfang und weshalb es eine Verringerung der zonenübergreifenden Kapazität gab.
6. Alle Regulierungsbehörden der Kapazitätsberechnungsregion entscheiden, ob der Bericht gemäß Absatz 5 ganz oder teilweise veröffentlicht wird.

#### Abschnitt 4

### **Der Kapazitätsberechnungsprozess**

#### *Artikel 27*

#### **Allgemeine Bestimmungen**

1. Spätestens sechs Monate nach der Entscheidung über die Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten gemäß Artikel 16 und über das gemeinsame Netzmodell gemäß Artikel 17 organisieren alle ÜNB den Prozess der Zusammenführung der Einzelnetzmodelle.
2. Spätestens vier Monate nach den Entscheidungen über die Kapazitätsberechnungsmethoden gemäß den Artikeln 20 und 21 richten alle ÜNB in den einzelnen Kapazitätsberechnungsregionen gemeinsam die koordinierten Kapazitätsberechner ein und legen die Vorschriften für ihre Arbeitsweise fest.
3. In jeder Kapazitätsberechnungsregion überprüfen alle ÜNB alle zwei Jahre im Rahmen des gemäß Artikel 31 erstellten Zweijahresberichts über die Kapazitätsberechnung und -vergabe die Qualität der im Zuge der Kapazitätsberechnung übermittelten Daten.
4. Alle ÜNB überprüfen und aktualisieren regelmäßig und mindestens einmal jährlich unter Verwendung der neuesten verfügbaren Informationen:
  - a) die der Kapazitätsberechnung zugrunde gelegten Betriebssicherheitsgrenzwerte, Ausfälle und Vergabebeschränkungen;
  - b) die Wahrscheinlichkeitsverteilung der für die Berechnung der Zuverlässigkeitsmargen verwendeten Abweichungen zwischen den zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung erwarteten Lastflüssen und den in Echtzeit erfolgten Lastflüssen;
  - c) die bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigten Entlastungsmaßnahmen;
  - d) die Anwendung der Methoden zur Ermittlung der Erzeugungverlagerungsschlüssel, kritischen Netzelemente und Ausfälle gemäß den Artikeln 22 bis 24.

#### *Artikel 28*

#### **Erstellung eines gemeinsamen Netzmodells**

1. Für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich gemäß Artikel 14 Absatz 1 übermittelt jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit, die Artikel 16 unterliegt, dem für die jeweilige Regelzone verantwortlichen ÜNB innerhalb der festgelegten Fristen die in der Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten genannten Daten.
2. Jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit, die Informationen gemäß Artikel 16 Absatz 3 bereitstellt, liefert die zuverlässigsten praktikablen Schätzungen.
3. Für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich erstellt jeder ÜNB für jedes Szenario ein Einzelnetzmodell gemäß Artikel 19 im Hinblick auf die Zusammenführung der Einzelnetzmodelle in ein gemeinsames Netzmodell.



4. Jeder ÜNB übermittelt den für die Zusammenführung der Einzelnetzmodelle in ein gemeinsames Netzmodell verantwortlichen ÜNB für jedes Einzelnetzmodell die zuverlässigsten praktikablen Schätzungen.
5. Für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich wird ein einheitliches, unionsweites gemeinsames Netzmodell für jedes Szenario gemäß Artikel 18 erstellt, indem die Input-Daten aller ÜNB, die den Kapazitätsberechnungsprozess gemäß Absatz 3 durchführen, zusammengeführt werden.

#### Artikel 29

### Regionale Berechnung zonenübergreifender Kapazität

1. Für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich übermitteln alle ÜNB den koordinierten Kapazitätsrechnern und allen anderen ÜNB in der Kapazitätsberechnungsregion Folgendes: die Betriebssicherheitsgrenzen, die Erzeugungsverlagerungsschlüssel, die Entlastungsmaßnahmen, die Zuverlässigkeitsmargen, die Vergabebeschränkungen und die zuvor vergebene zonenübergreifende Kapazität.
2. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner nimmt eine Betriebssicherheitsanalyse unter Anwendung der Betriebssicherheitsgrenzen vor, indem er das für jedes Szenario gemäß Artikel 28 Absatz 5 erstellte gemeinsame Netzmodell verwendet.
3. Für die Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität gilt für jeden koordinierten Kapazitätsberechner Folgendes:
  - a) Er verwendet Erzeugungsverlagerungsschlüssel, um die Auswirkungen von Änderungen der Nettopositionen von Gebotszonen und der Lastflüsse auf Gleichstromleitungen zu berechnen.
  - b) Er lässt jene kritischen Netzelemente außer Acht, die durch die Änderungen der Nettopositionen von Gebotszonen gemäß der in Artikel 21 beschriebenen Methode nicht signifikant beeinflusst werden, und
  - c) er stellt sicher, dass alle Gebotszonen-Nettopositionen und Lastflüsse auf Gleichstromleitungen, die die zonenübergreifende Kapazität nicht überschreiten, die Zuverlässigkeitsmargen und Betriebssicherheitsgrenzwerte gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe a Ziffern i und ii einhalten, und er berücksichtigt die bereits vergebene zonenübergreifende Kapazität gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer iii.
4. Jeder koordinierter Kapazitätsberechner optimiert die zonenübergreifende Kapazität durch die Nutzung der verfügbaren Entlastungsmaßnahmen, die bei der Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer iv berücksichtigt wurden.
5. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner wendet die gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer vi festgelegten Teilungsregeln an.
6. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner folgt der gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer i erstellten mathematischen Beschreibung des angewandten Kapazitätsberechnungsansatzes.
7. Für jeden koordinierten Kapazitätsberechner, der den lastflussgestützten Ansatz anwendet, gilt Folgendes:
  - a) Er verwendet Daten über die Betriebssicherheitsgrenzwerte zur Berechnung der maximalen Lastflüsse auf kritischen Netzelementen.
  - b) Er verwendet das gemeinsame Netzmodell, die Erzeugungsverteilungsschlüssel und Ausfälle zur Berechnung der Energieflussverteilungsfaktoren.
  - c) Er verwendet die Energieflussverteilungsfaktoren zur Berechnung der Lastflüsse, die aus der in der Kapazitätsberechnungsregion zuvor vergebenen zonenübergreifenden Kapazität resultieren.
  - d) Er berechnet für jedes Szenario (unter Berücksichtigung von Ausfällen) die Lastflüsse auf den kritischen Netzelementen und passt diese ausgehend von der Annahme, dass es keine zonenübergreifenden Stromaustausche innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion gibt, an, wobei er die gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer ii erstellten Regeln zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Stromaustauschen anwendet.
  - e) Er berechnet unter Berücksichtigung von Ausfällen die auf den kritischen Netzelementen verfügbaren Margen; dies sind die maximalen Lastflüsse abzüglich der gemäß Buchstabe d angepassten Lastflüsse, der Zuverlässigkeitsmargen und der aus der zuvor vergebenen zonenübergreifenden Kapazität resultierenden Lastflüsse.
  - f) Er passt die auf den kritischen Netzelementen verfügbaren Margen oder die Energieflussverteilungsfaktoren unter Verwendung der verfügbaren Entlastungsmaßnahmen, die gemäß Artikel 25 bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen sind, an.

8. Für jeden koordinierten Kapazitätsberechner, der den Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität anwendet, gilt Folgendes:
- Er verwendet das gemeinsame Netzmodell, die Erzeugungsverlagerungsschlüssel und Ausfälle zur Berechnung des maximalen Stromaustauschs an den Gebotszonengrenzen; dieser entspricht dem unter Berücksichtigung der Betriebssicherheitsgrenzwerte berechneten maximalen Austausch zwischen zwei Gebotszonen auf beiden Seiten der Gebotszonengrenze.
  - Er passt den maximalen Stromaustausch unter Verwendung der gemäß Artikel 25 bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigenden Entlastungsmaßnahmen an.
  - Er korrigiert den maximalen Stromaustausch unter Anwendung der Regeln gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer ii zur Vermeidung unzulässiger Diskriminierung zwischen internen und zonenübergreifenden Austauschen.
  - Er wendet die gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer vi festgelegten Regeln für die effiziente Aufteilung der Lastflusskapazitäten kritischer Netzelemente auf verschiedene Gebotszonengrenzen an.
  - Er berechnet die zonenübergreifende Kapazität; diese ist der maximale Stromaustausch, der zur Berücksichtigung der Zuverlässigkeitsmarge und der zuvor vergebenen zonenübergreifenden Kapazität angepasst wurde.
9. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner arbeitet mit den benachbarten koordinierten Kapazitätsrechnern zusammen. Benachbarte ÜNB stellen eine solche Zusammenarbeit sicher, indem sie Informationen über die gegenseitige Abhängigkeit mit den relevanten regionalen koordinierten Kapazitätsrechnern für die Kapazitätsberechnung und -validierung austauschen und bestätigen. Benachbarte ÜNB übermitteln den koordinierten Kapazitätsrechnern vor der Kapazitätsberechnung Informationen über die gegenseitige Abhängigkeit. Eine Bewertung der Richtigkeit dieser Informationen und der Korrekturmaßnahmen wird gegebenenfalls in den gemäß Artikel 31 erstellten Zweijahresbericht aufgenommen.
10. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner legt Folgendes fest:
- lastflussgestützte Parameter für jede Gebotszone innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion, wenn er den lastflussgestützten Ansatz anwendet, oder
  - Werte für die zonenübergreifende Kapazität für jede Gebotszonengrenze innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion, wenn er den Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität anwendet.
11. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner übermittelt jedem ÜNB innerhalb seiner Kapazitätsberechnungsregion die zonenübergreifende Kapazität zur Validierung gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe c.

#### Artikel 30

### Validierung und Übermittlung der zonenübergreifenden Kapazität

- Jeder ÜNB validiert die Ergebnisse der regionalen Kapazitätsberechnung für seine Gebotszonengrenzen oder kritischen Netzelemente gemäß Artikel 26.
- Jeder ÜNB übermittelt den relevanten koordinierten Kapazitätsrechnern und den übrigen ÜNB der relevanten Kapazitätsberechnungsregionen die von ihm validierte Kapazität und die Vergabebeschränkungen.
- Jeder koordinierte Kapazitätsberechner übermittelt die validierten zonenübergreifenden Kapazitäten und die Vergabebeschränkungen gemäß den Artikeln 46 und 58 für die Kapazitätsvergabe.

#### Abschnitt 5

### Zweijahresbericht über die Kapazitätsberechnung und -vergabe

#### Artikel 31

### Zweijahresbericht über die Kapazitätsberechnung und -vergabe

- Spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten dieser Verordnung erstellt der ENTSO (Strom) einen Bericht über die Kapazitätsberechnung und -vergabe und legt ihn der Agentur vor.

2. Auf Wunsch der Agentur erstellt der ENTSO (Strom) danach alle zwei Jahre einen Bericht über die Kapazitätsberechnung und -vergabe und legt ihn der Agentur vor.
3. Für jede Gebotszone, Gebotszonengrenze und Kapazitätsberechnungsregion enthält der Bericht über die Kapazitätsberechnung und -vergabe mindestens Folgendes:
  - a) die verwendete Kapazitätsberechnungsmethode;
  - b) statistische Indikatoren für die Zuverlässigkeitsmargen;
  - c) statistische Indikatoren für die zonenübergreifende Kapazität, gegebenenfalls auch für die Vergabebeschränkungen für jeden Kapazitätsberechnungszeitbereich;
  - d) Indikatoren für die Qualität der für die Kapazitätsberechnung verwendeten Informationen;
  - e) gegebenenfalls Maßnahmen, die zur Verbesserung der Kapazitätsberechnung vorgeschlagen werden;
  - f) für Regionen, in denen die Methode der koordinierten Nettoübertragungskapazität angewandt wird, eine Untersuchung, ob die in Artikel 20 Absatz 7 genannten Bedingungen nach wie vor erfüllt sind;
  - g) Indikatoren für die Bewertung und die längerfristige Beobachtung der Effizienz der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung, einschließlich der Zusammenführung der Kapazitätsberechnungsregionen gemäß Artikel 15 Absatz 3, soweit relevant;
  - h) Empfehlungen für die weitere Entwicklung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung, einschließlich der weiteren Harmonisierung der Methoden, Prozesse und Governance-Regelungen.
4. Nach Konsultation der Agentur einigen sich alle ÜNB gemeinsam auf die statistischen und qualitativen Indikatoren für den Bericht. Vor der Einigung der ÜNB auf diese Indikatoren oder während ihrer Anwendung kann die Agentur verlangen, dass die Indikatoren geändert werden.
5. Die Agentur entscheidet, ob der Zweijahresbericht ganz oder teilweise veröffentlicht wird.

## KAPITEL 2

### **Konfiguration der Gebotszonen**

#### Artikel 32

#### **Überprüfung bestehender Gebotszonenkonfigurationen**

1. Die Überprüfung einer bestehenden Gebotszonenkonfiguration kann eingeleitet werden durch
  - a) die Agentur gemäß Artikel 34 Absatz 7;
  - b) mehrere Regulierungsbehörden nach einer Empfehlung der Agentur gemäß Artikel 34;
  - c) die ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion zusammen mit allen betroffenen ÜNB, deren Regelzonen, einschließlich Verbindungsleitungen, innerhalb des geografischen Gebiets liegen, in dem die Gebotszonenkonfiguration gemäß Absatz 2 Buchstabe a überprüft werden soll;
  - d) eine Regulierungsbehörde allein oder einen ÜNB mit der Genehmigung der für ihn zuständigen Regulierungsbehörde für die Gebotszonen innerhalb der Regelzone des ÜNB, falls die Gebotszonenkonfiguration vernachlässigbare Auswirkungen auf die Regelzonen — einschließlich Verbindungsleitungen — benachbarter ÜNB hat und die Gebotszonenkonfiguration überprüft werden muss, um die Effizienz zu verbessern oder die Betriebssicherheit aufrecht zu erhalten;
  - e) Mitgliedstaaten in einer Kapazitätsberechnungsregion.
2. Falls eine Überprüfung gemäß Absatz 1 Buchstaben a, b, c oder e eingeleitet wird, muss die Funktionseinheit, die die Überprüfung einleitet, Folgendes angeben:
  - a) das geografische Gebiet, in dem die Gebotszonenkonfiguration zu prüfen ist, und die benachbarten Gebiete, für die die entsprechenden Auswirkungen berücksichtigt werden müssen;
  - b) die beteiligten ÜNB;
  - c) die beteiligten Regulierungsbehörden.

3. Falls eine Überprüfung gemäß Absatz 1 Buchstabe d eingeleitet wird, gelten die folgenden Bedingungen:
  - a) Das geografische Gebiet, in dem die Gebotszonenkonfiguration überprüft wird, ist auf die Regelzone des relevanten ÜNB, einschließlich Verbindungsleitungen, beschränkt.
  - b) Der ÜNB der relevanten Regelzone ist der einzige ÜNB, der an der Überprüfung teilnimmt.
  - c) Die zuständige Regulierungsbehörde ist die einzige Regulierungsbehörde, die an der Überprüfung teilnimmt.
  - d) Der maßgebliche ÜNB und die maßgebliche Regulierungsbehörde teilen den benachbarten ÜNB und Regulierungsbehörden in vorher abgestimmter Weise und mit Angabe von Gründen die Einleitung der Überprüfung mit und
  - e) die Bedingungen der Überprüfung werden festgelegt und die Ergebnisse der Überprüfung sowie der Vorschlag für die zuständigen Regulierungsbehörden werden veröffentlicht.
4. Die Überprüfung umfasst zwei Schritte.

- a) In einem ersten Schritt entwickeln die an der Überprüfung einer Gebotszonenkonfiguration beteiligten ÜNB die Methode und die Annahmen, die bei der Überprüfung verwendet werden, und sie schlagen für die Überprüfung alternative Gebotszonenkonfigurationen vor.

Der Vorschlag für eine Methode, Annahmen und alternative Gebotszonenkonfigurationen wird den beteiligten Regulierungsbehörden vorgelegt, die innerhalb von drei Monaten abgestimmte Änderungen verlangen können.

- b) In einem zweiten Schritt unternehmen die an der Überprüfung einer Gebotszonenkonfiguration beteiligten ÜNB Folgendes:
  - i) Sie prüfen und vergleichen die aktuelle Gebotszonenkonfiguration und jede alternative Gebotszonenkonfiguration anhand der in Artikel 33 aufgeführten Kriterien.
  - ii) Sie führen eine Konsultation gemäß Artikel 12 und einen Workshop zu den Vorschlägen für andere Gebotszonenkonfigurationen als die bestehenden Gebotszonenkonfigurationen mit Zeitplänen für die Umsetzung durch, es sei denn, die Gebotszonenkonfiguration hat vernachlässigbare Auswirkungen auf die Regelzonen der benachbarten ÜNB.
  - iii) Sie reichen innerhalb von 15 Monaten nach der Entscheidung zur Einleitung einer Überprüfung bei den beteiligten Mitgliedstaaten und den beteiligten Regulierungsbehörden einen gemeinsamen Vorschlag zur Beibehaltung oder Änderung der Gebotszonenkonfiguration ein.
- c) Nach dem Erhalt des gemeinsamen Vorschlags zur Beibehaltung oder Änderung der Gebotszonenkonfiguration gemäß vorstehender Ziffer iii müssen die beteiligten Mitgliedstaaten oder, sofern die Mitgliedstaaten dies so bestimmt haben, die Regulierungsbehörden innerhalb von sechs Monaten eine Einigung hinsichtlich des Vorschlags zur Beibehaltung oder Änderung der Gebotszonenkonfiguration erzielen.

5. NEMOs oder Marktteilnehmer übermitteln, falls die ÜNB dies verlangen, den an der Überprüfung einer Gebotszone beteiligten ÜNB Informationen, die ihnen eine Beurteilung der Gebotszonenkonfigurationen ermöglichen. Diese Informationen werden nur zwischen den beteiligten ÜNB ausgetauscht und ausschließlich zur Beurteilung der Gebotszonenkonfigurationen verwendet.

6. Die Initiative für die Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration und ihre Ergebnisse werden von dem ENTSO (Strom) oder, falls die Überprüfung gemäß Absatz 1 Buchstabe d eingeleitet wurde, von dem beteiligten ÜNB veröffentlicht.

### Artikel 33

#### **Kriterien für die Überprüfung der Gebotszonenkonfigurationen**

1. Bei einer Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration gemäß Artikel 32 werden mindestens folgende Kriterien berücksichtigt:
  - a) Hinsichtlich der Netzsicherheit:
    - i) die Fähigkeit der Gebotszonenkonfigurationen, die Betriebs- und die Versorgungssicherheit sicherzustellen;
    - ii) der Grad der Unsicherheit bei der Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität.

- b) Hinsichtlich der Markteffizienz insgesamt:
- i) jede aus der Änderung resultierende Steigerung oder Verringerung der wirtschaftlichen Effizienz;
  - ii) die Effizienz des Marktes, die mindestens die Kosten für die Gewährleistung der Verbindlichkeit der Kapazität, die Marktliquidität, Marktkonzentration und Marktmacht, die Förderung eines wirksamen Wettbewerbs, die Preissignale für den Bau von Infrastruktur, die Genauigkeit und Zuverlässigkeit der Preissignale;
  - iii) die Transaktions- und die Übergangskosten, einschließlich der Kosten für die Änderung bestehender vertraglicher Verpflichtungen, die den Marktteilnehmern, NEMOs und ÜNB entstanden sind;
  - iv) die Kosten für den Bau neuer Infrastruktur, die vorhandene Engpässe mildern kann;
  - v) die Notwendigkeit, dafür zu sorgen, dass das Marktergebnis realisierbar ist, ohne dass in großem Umfang von wirtschaftlich ineffizienten Entlastungsmaßnahmen Gebrauch gemacht werden muss;
  - vi) etwaige negative Auswirkungen interner Transaktionen auf andere Gebotszonen, damit die Einhaltung von Anhang I Nummer 1.7 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sichergestellt ist;
  - vii) die Auswirkungen auf die Anwendung und die Effizienz der Ausgleichsmechanismen und der Prozesse für die Abrechnung von Ausgleichsenergie.
- c) Hinsichtlich der Stabilität und Robustheit der Gebotszonen:
- i) das Kriterium, dass Gebotszonen im über einen längeren Zeitraum ausreichend stabil und robust sein müssen;
  - ii) das Kriterium, dass Gebotszonen für alle Kapazitätsberechnungszeitbereiche kohärent sein müssen;
  - iii) das Kriterium, dass jede Erzeugungseinheit und jede Lasteinheit pro Marktzeiteinheit nur zu einer Gebotszone gehören darf;
  - iv) die Stelle, an der Engpässe auftreten, bzw. die Häufigkeit, mit der Engpässe auftreten, falls strukturelle Engpässe die Abgrenzung der Gebotszonen beeinflussen, wobei jegliche etwaige künftige Investitionen, die vorhandene Engpässe entlasten können, zu berücksichtigen sind.
2. Eine Überprüfung der Gebotszonen gemäß Artikel 32 umfasst Szenarios, die eine Reihe wahrscheinlicher Infrastrukturentwicklungen in einem Zeitraum von 10 Jahren ab dem Jahr nach dem Jahr, in dem die Entscheidung zur Einleitung einer Überprüfung getroffen wurde, berücksichtigen.

#### Artikel 34

### **Regelmäßige Berichterstattung über die aktuelle Gebotszonenkonfiguration durch den ENTSO (Strom) und die Agentur**

1. Die Agentur prüft alle drei Jahre die Effizienz der aktuellen Gebotszonenkonfiguration.

Sie

- a) fordert den ENTSO (Strom) zur Erstellung eines technischen Berichts über die aktuelle Gebotszonenkonfiguration auf und
  - b) erstellt einen Marktbericht, in dem die Auswirkungen der aktuellen Gebotszonenkonfiguration auf die Markteffizienz bewertet werden.
2. Der technische Bericht gemäß Absatz 1 Unterabsatz 2 Buchstabe a enthält mindestens Folgendes:
    - a) eine Liste der strukturellen Engpässe und anderer bedeutender physischer Engpässe, einschließlich Angaben zu den Stellen, an denen sie auftreten, und der Häufigkeit, mit der sie auftreten;
    - b) eine Analyse der voraussichtlichen Entwicklung oder Beseitigung physischer Engpässe, die sich aus Investitionen in die Netze oder aus signifikanten Änderungen bei den Erzeugungs- oder Verbrauchsmustern ergeben;
    - c) gegebenenfalls für jede Kapazitätsberechnungsregion eine Analyse des Anteils jener Lastflüsse, die nicht auf den Kapazitätsvergabemechanismus zurückgehen;
    - d) Engpasserlöse und Kosten der Verbindlichkeit;
    - e) ein Szenario für einen Zeitraum von zehn Jahren.

3. Jeder ÜNB stellt die Daten und Analysen zur Verfügung, damit der technische Bericht über die aktuelle Gebotszonenkonfiguration zeitnah erstellt werden kann.
4. Spätestens neun Monate nach der Aufforderung durch die Agentur übermittelt der ENTSO (Strom) der Agentur den technischen Bericht über die aktuelle Gebotszonenkonfiguration.
5. Der technische Bericht über die aktuelle Gebotszonenkonfiguration deckt die letzten drei vollständigen Kalenderjahre ab, die der Aufforderung der Agentur vorangehen.
6. Unbeschadet der in Artikel 13 vorgesehenen Vertraulichkeitsverpflichtungen macht der ENTSO (Strom) den technischen Bericht der Öffentlichkeit zugänglich.
7. Falls in dem technischen Bericht oder in dem Marktbericht Ineffizienzen in der aktuellen Gebotszonenkonfiguration aufgezeigt werden, kann die Agentur die ÜNB auffordern, eine Überprüfung der vorhandenen Gebotszonenkonfiguration gemäß Artikel 32 Absatz 1 einzuleiten.

### KAPITEL 3

#### **Redispatching und Countertrading**

#### Artikel 35

#### **Koordiniertes Redispatching und Countertrading**

1. Innerhalb von 16 Monaten nach der Genehmigung der Kapazitätsberechnungsregionen gemäß Artikel 15 durch die Regulierungsbehörden erarbeiten alle ÜNB in jeder Kapazitätsberechnungsregion einen Vorschlag für eine gemeinsame Methode für das koordinierte Redispatching und Countertrading. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.
2. Die Methode für das koordinierte Redispatching und Countertrading umfasst Maßnahmen von grenzüberschreitender Bedeutung und ermöglicht es allen ÜNB in jeder Kapazitätsberechnungsregion, physische Engpässe wirksam unabhängig davon zu beheben, ob die Gründe für die physischen Engpässe hauptsächlich außerhalb ihrer Regelzone liegen oder nicht. Die Methode für das koordinierte Redispatching oder Countertrading stellt darauf ab, dass ihre Anwendung die Lastflüsse außerhalb der Regelzone des ÜNB signifikant beeinflussen kann.
3. Jeder ÜNB kann alle verfügbaren Erzeugungseinheiten und Lasteinheiten im Einklang mit den für seine Regelzone, einschließlich Verbindungsleitungen, geltenden geeigneten Mechanismen und Regelungen zum Redispatching heranziehen.

Innerhalb von 26 Monaten nach der Genehmigung der Kapazitätsberechnungsregionen durch die Regulierungsbehörden erstellen alle ÜNB in jeder Kapazitätsberechnungsregion einen Bericht, der der Konsultation gemäß Artikel 12 unterliegt, mit einer Bewertung der schrittweisen Koordinierung und Harmonisierung dieser Mechanismen und Regelungen und mit Vorschlägen. Der Bericht wird den jeweiligen Regulierungsbehörden zur Prüfung vorgelegt. Die im Bericht enthaltenen Vorschläge müssen verhindern, dass diese Mechanismen und Regelungen den Markt verzerren.

4. Jeder ÜNB unterlässt einseitige oder unkoordinierte Redispatching- und Countertrading-Maßnahmen von grenzüberschreitender Bedeutung. Jeder ÜNB koordiniert den Einsatz der Ressourcen im Bereich des Redispatching oder Countertrading unter Berücksichtigung ihrer Auswirkungen auf die Betriebssicherheit und die wirtschaftliche Effizienz.
5. Die relevanten Erzeugungseinheiten und Lasteinheiten teilen den ÜNB die Preise für das Redispatching und Countertrading mit, bevor die Ressourcen für das Redispatching und das Countertrading verbindlich zugesagt werden.

Grundlage für die Preisfestsetzung für das Redispatching und das Countertrading sind

- a) die an den relevanten Strommärkten für den betreffenden Zeitbereich geltenden Preise oder
- b) die Kosten für die Ressourcen im Bereich des Redispatching oder Countertrading, die auf der Grundlage der angefallenen Kosten auf transparente Weise berechnet werden.
6. Die Erzeugungseinheiten und Lasteinheiten übermitteln den relevanten ÜNB im Voraus alle für die Berechnung der Kosten für das Countertrading und Redispatching notwendigen Informationen. Diese Informationen werden von den relevanten ÜNB ausschließlich für das Redispatching und Countertrading gemeinsam genutzt.

## KAPITEL 4

**Algorithmen-Entwicklung**

## Artikel 36

**Allgemeine Bestimmungen**

1. Alle NEMOs entwickeln, pflegen und verwenden die folgenden Algorithmen:
  - a) einen Preiskopplungsalgorithmus;
  - b) einen Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel.
2. Die NEMOs sorgen dafür, dass der Preiskopplungsalgorithmus und der Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel die Anforderungen der Artikel 39 und 52 erfüllen.
3. Spätestens 18 Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle NEMOs in Zusammenarbeit mit den ÜNB einen Vorschlag für eine Back-up-Methode, um den in den Artikeln 39 und 52 festgelegten Verpflichtungen nachzukommen. Der Vorschlag für die Methode ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.
4. Für die effiziente Umsetzung der Ziele dieser Verordnung verwenden die NEMOs, soweit möglich, bereits vereinbarte Lösungen.

## Artikel 37

**Algorithmen-Entwicklung**

1. Spätestens acht Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung
  - a) übermitteln alle ÜNB zusammen allen NEMOs einen Vorschlag für gemeinsame Anforderungen an die effiziente Kapazitätsvergabe, um die Entwicklung des Preiskopplungsalgorithmus und des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel zu ermöglichen. In diesen Anforderungen sind die Funktionen und die Leistungsfähigkeit festzulegen, einschließlich der Fristen für die Übermittlung der Ergebnisse der einheitlichen Day-Ahead- und der Intraday-Marktkopplung und der Einzelheiten zu den zu berücksichtigenden Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und Vergabebeschränkungen.
  - b) schlagen alle NEMOs zusammen gemeinsame Anforderungen an die effiziente Abgleichung vor, um die Entwicklung des Preiskopplungsalgorithmus und des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel zu ermöglichen.
2. Spätestens drei Monate nach der Vorlage der Vorschläge der ÜNB und NEMOs für gemeinsame Anforderungen gemäß Absatz 1 erarbeiten alle NEMOs einen Vorschlag für den Algorithmus, der mit diesen Anforderungen übereinstimmt. Dieser Vorschlag enthält eine Frist für die Übermittlung der eingegangenen Aufträge durch die NEMOs, die für die Ausführung der MKB-Funktionen gemäß Artikel 7 Absatz 1 Buchstabe b notwendig sind.
3. Der in Absatz 2 genannte Vorschlag wird allen ÜNB übermittelt. Wenn für die Ausarbeitung dieses Vorschlags zusätzliche Zeit benötigt wird, arbeiten alle NEMOs mit der Unterstützung aller ÜNB für einen Zeitraum von maximal zwei Monaten zusammen, um sicherzustellen, dass der Vorschlag mit den Absätzen 1 und 2 in Einklang steht.
4. Die Vorschläge im Sinne der Absätze 1 und 2 sind Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.
5. Alle NEMOs legen den Regulierungsbehörden spätestens 18 Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung den gemäß den Absätzen 2 und 3 erarbeiteten Vorschlag zur Genehmigung vor.
6. Spätestens zwei Jahre nach der Genehmigung des Vorschlags gemäß Absatz 5 überprüfen alle ÜNB und alle NEMOs das Funktionieren des Preiskopplungsalgorithmus und des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel und legen der Agentur den entsprechenden Bericht vor. Auf Antrag der Agentur wird die Überprüfung anschließend alle zwei Jahre erneut durchgeführt.

## KAPITEL 5

**Einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung**

## Abschnitt 1

**Der Preiskopplungsalgorithmus**

## Artikel 38

**Ziele des Preiskopplungsalgorithmus**

1. Der Preiskopplungsalgorithmus muss die in Artikel 39 Absatz 2 genannten Ergebnisse in einer Weise erzielen, die
  - a) darauf abzielt, für den nachfolgenden Handelstag die ökonomische Wohlfahrt der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die Preiskopplungsregion zu maximieren;
  - b) auf dem Grenzpreisprinzip beruht, demzufolge alle angenommenen Gebote in jeder Gebotszone und für jede Marktzeiteinheit denselben Preis haben;
  - c) eine effiziente Preisbildung erleichtert;
  - d) Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und Vergabebeschränkungen berücksichtigt;
  - e) wiederholbar und skalierbar ist.
2. Der Preiskopplungsalgorithmus ist so zu entwickeln, dass die Möglichkeit besteht, ihn auf eine kleinere oder eine größere Anzahl von Gebotszonen anzuwenden.

## Artikel 39

**Inputs und Ergebnisse des Preiskopplungsalgorithmus**

1. Zur Erzielung der Ergebnisse zieht der Preiskopplungsalgorithmus Folgendes heran:
  - a) die gemäß Artikel 23 Absatz 3 festgelegten Vergabebeschränkungen;
  - b) die gemäß Artikel 30 validierten Ergebnisse der zonenübergreifenden Kapazitätsberechnung;
  - c) die gemäß Artikel 40 übermittelten Aufträge.
2. Der Preiskopplungsalgorithmus muss für jede Marktzeiteinheit mindestens die folgenden Ergebnisse gleichzeitig liefern:
  - a) einen einheitlichen Clearingpreis für jede Gebotszone und jede Marktzeiteinheit in Euro/MWh;
  - b) eine einheitliche Nettoposition für jede Gebotszone und jede Marktzeiteinheit;
  - c) die Informationen, die es ermöglichen, den Stand der Ausführung der Aufträge zu ermitteln.
3. Alle NEMOs stellen die Richtigkeit und Effizienz der mit dem einheitlichen Preiskopplungsalgorithmus erzielten Ergebnisse sicher.
4. Alle ÜNB vergewissern sich, dass die Ergebnisse des Preiskopplungsalgorithmus mit den Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und den Vergabebeschränkungen im Einklang stehen.

## Artikel 40

**Berücksichtigte Produkte**

1. Spätestens 18 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung legen die NEMOs einen gemeinsamen Vorschlag für Produkte vor, die bei der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung berücksichtigt werden können. Die NEMOs stellen sicher, dass aus diesen Produkten resultierende Aufträge, auf die der Preiskopplungsalgorithmus angewandt wird, in Euro ausgedrückt sind und sich auf die Marktzeit beziehen.



2. Alle NEMOs stellen sicher, dass der Preiskopplungsalgorithmus aus diesen Produkten resultierende Aufträge, die eine einzige Marktzeiteinheit und mehrere Marktzeiteinheiten abdecken, verarbeiten kann.
3. Spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten dieser Verordnung und danach alle zwei Jahre konsultieren alle NEMOs gemäß Artikel 12
  - a) die Marktteilnehmer, um sicherzustellen, dass die verfügbaren Produkte deren Erfordernissen entsprechen;
  - b) alle ÜNB, um sicherzustellen, dass die Produkte der Betriebssicherheit gebührend Rechnung tragen;
  - c) alle Regulierungsbehörden, um sicherzustellen, dass die verfügbaren Produkte mit den Zielen dieser Verordnung im Einklang stehen.
4. Alle NEMOs ändern die Produkte, wenn die Ergebnisse der Konsultation gemäß Absatz 3 dies erforderlich machen.

#### Artikel 41

### Höchst- und Mindestpreise

1. Spätestens 18 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle NEMOs zusammen mit den betreffenden ÜNB einen Vorschlag für harmonisierte Höchst- und Mindestclearingpreise, die in allen Gebotszonen, die an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung teilnehmen, anzuwenden sind. Der Vorschlag berücksichtigt den geschätzten Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (Value of Lost Load).

Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.

2. Alle NEMOs legen den Vorschlag den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vor.

Hat ein Mitgliedstaat bestimmt, dass eine andere Behörde als die nationale Regulierungsbehörde befugt ist, die Höchst- und Mindestclearingpreise auf nationaler Ebene zu genehmigen, wird der Vorschlag von der Regulierungsbehörde zusammen mit der relevanten Behörde im Hinblick auf seine Auswirkungen auf die nationalen Märkte besprochen.

Nach Erhalt der Genehmigungsentscheidung aller Regulierungsbehörden unterrichten alle NEMOs die betreffenden ÜNB unverzüglich über diese Entscheidung.

#### Artikel 42

### Bepreisung zonenübergreifender Day-Ahead-Kapazität

1. Der Preis für zonenübergreifende Day-Ahead-Kapazität muss Marktengpässe widerspiegeln und beläuft sich auf die Differenz zwischen den jeweiligen Day-Ahead-Clearingpreisen der relevanten Gebotszonen.
2. Mit Ausnahme des Preises gemäß Absatz 1 werden für zonenübergreifende Day-Ahead-Kapazität keine Gebühren wie Ausgleichsenergieentgelte oder zusätzliche Entgelte verlangt.

#### Artikel 43

### Methode zur Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche, die sich aus der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung ergeben

1. Spätestens 16 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten die ÜNB, die fahrplanbezogene Austausche berechnen wollen, die sich aus der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung ergeben, einen Vorschlag für eine gemeinsame Berechnungsmethode. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.
2. In der Methode wird die Berechnung beschrieben und aufgeführt, welche Angaben die betreffenden NEMOs dem Berechner des fahrplanmäßigen Austauschs gemäß Artikel 8 Absatz 2 Buchstabe g innerhalb welcher Frist zu übermitteln haben. Die Frist für die Übermittlung der Angaben endet spätestens um 15.30 Uhr Day-Ahead-Marktzeit.

3. Der Berechnung liegen Nettopositionen für jede Marktzeiteinheit zugrunde.
4. Spätestens zwei Jahre nach der Genehmigung des Vorschlags gemäß Absatz 1 durch die Regulierungsbehörden der vom Vorschlag betroffenen Region wird die Methode von den ÜNB, die die fahrplanbezogenen Austausch durchzuführen, überprüft. Danach wird die Methode alle zwei Jahre auf Ersuchen der zuständigen Regulierungsbehörden überprüft.

#### Artikel 44

### Festlegung von Ausweichverfahren

Spätestens 16 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeitet jeder ÜNB in Abstimmung mit allen anderen ÜNB in der Kapazitätsberechnungsregion einen Vorschlag für robuste und zeitnahe Ausweichverfahren, um für den Fall, dass bei der einheitlichen Day-Ahead-Kopplung keine Ergebnisse erzielt werden, eine effiziente, transparente und nichtdiskriminierende Kapazitätsvergabe zu gewährleisten.

Der Vorschlag für die Einführung von Ausweichverfahren ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.

#### Artikel 45

### Regelungen bei mehr als einem NEMO in einer Gebotszone und für Verbindungsleitungen, die nicht von zertifizierten ÜNB betrieben werden

1. ÜNB in Gebotszonen, in denen mehr als ein NEMO benannt wurde und/oder Handelsdienstleistungen anbietet oder in denen es Verbindungsleitungen gibt, die nicht nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 von zertifizierten ÜNB betrieben werden, erarbeiten in Zusammenarbeit mit den betroffenen ÜNB, NEMOs und nicht als ÜNB zertifizierten Betreibern von Verbindungsleitungen einen Vorschlag für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität und sonstige für solche Gebotszonen notwendigen Regelungen, um sicherzustellen, dass die betreffenden NEMOs und Verbindungsleitungen die für solche Regelungen notwendigen Daten und finanziellen Mittel bereitstellen. Diese Regelungen müssen weiteren ÜNB und NEMOs offen stehen.
2. Der Vorschlag wird innerhalb von vier Monaten, nachdem mehr als ein NEMO benannt und/oder ihm erlaubt wurde, Handelsdienstleistungen in einer Gebotszone anzubieten, oder wenn eine neue Verbindungsleitung nicht von einem zertifizierten ÜNB betrieben wird, den relevanten nationalen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorgelegt. Im Fall bestehender Verbindungsleitungen, die nicht von zertifizierten ÜNB betrieben werden, wird der Vorschlag innerhalb von vier Monaten nach Inkrafttreten dieser Verordnung vorgelegt.

#### Abschnitt 2

### Der Prozess der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung

#### Artikel 46

### Bereitstellung von Input-Daten

1. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner stellt sicher, dass die betreffenden NEMOs rechtzeitig Angaben zu Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und zu Vergabebeschränkungen erhalten, damit die für den Markt geltenden Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und Vergabebeschränkungen garantiert bis spätestens 11.00 Uhr Day-Ahead-Marktzeit veröffentlicht werden.
2. Kann ein koordinierter Kapazitätsberechner eine Stunde vor dem Day-Ahead-Marktschlusszeitpunkt keine Angaben zu den Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und den Vergabebeschränkungen machen, so setzt er die betreffenden NEMOs davon in Kenntnis. Diese NEMOs veröffentlichen unverzüglich eine Mitteilung an die Marktteilnehmer.

In solchen Fällen liefert der koordinierte Kapazitätsberechner die Angaben zu den Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und den Vergabebeschränkungen spätestens 30 Minuten vor dem Day-Ahead-Marktschlusszeitpunkt.

*Artikel 47***Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung**

1. Der Zeitpunkt der Öffnung des Day-ahead-Marktes ist spätestens 11.00 Uhr Day-ahead-Marktzeit.
2. Der Day-Ahead-Marktschlusszeitpunkt in jeder Gebotszone ist Mittag Day-Ahead-Marktzeit. ÜNB oder NEMOs in der Region, die auf der MOE-Region oder deren Nachbarländern beruht, dürfen bis zur Teilnahme dieser Region an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung einen anderen Marktschlusszeitpunkt festlegen.
3. Die Marktteilnehmer übermitteln den betreffenden NEMOs alle Aufträge im Einklang mit den Artikeln 39 und 40 vor dem Day-Ahead-Marktschlusszeitpunkt.
4. Jeder NEMO übermittelt die gemäß Absatz 3 eingegangenen Aufträge zur Ausführung der MKB-Funktionen gemäß Artikel 7 Absatz 2 spätestens bis zu dem Zeitpunkt, den alle NEMOs in dem Vorschlag für einen einheitlichen Preiskopplungsalgorithmus gemäß Artikel 37 Absatz 5 festgelegt haben.
5. Bei der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung abgeglichene Aufträge gelten als verbindlich.
6. Die MKB-Funktionen gewährleisten die Anonymität der übermittelten Aufträge.

*Artikel 48***Übermittlung von Ergebnissen**

1. Spätestens bis zu dem von allen ÜNB in den Anforderungen gemäß Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe a festgelegten Zeitpunkt übermitteln alle NEMOs, die MKB-Funktionen ausführen, die Ergebnisse der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung an
  - a) alle ÜNB, alle koordinierten Kapazitätsberechner und alle NEMOs im Falle der in Artikel 39 Absatz 2 Buchstaben a und b genannten Ergebnisse;
  - b) alle NEMOs im Falle der in Artikel 39 Absatz 2 Buchstabe c genannten Ergebnisse.
2. Jeder ÜNB vergewissert sich, dass die Ergebnisse des Preiskopplungsalgorithmus gemäß Artikel 39 Absatz 2 Buchstabe b für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung im Einklang mit den Vergabebeschränkungen und der validierten zonenübergreifenden Kapazität berechnet wurden.
3. Jeder ÜNB vergewissert sich, dass die Ergebnisse des Preiskopplungsalgorithmus gemäß Artikel 39 Absatz 2 Buchstabe c für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung im Einklang mit den Aufträgen berechnet wurden.
4. Jeder NEMO informiert die Marktteilnehmer unverzüglich über den Stand der Ausführung ihrer Aufträge.

*Artikel 49***Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche, die sich aus der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung ergeben**

1. Jeder Berechner des fahrplanbezogenen Austauschs berechnet die fahrplanbezogenen Austausche zwischen Gebotszonen für jede Marktzeiteinheit nach der gemäß Artikel 43 erarbeiteten Methode.
2. Jeder Berechner des fahrplanbezogenen Austauschs unterrichtet die relevanten NEMOs, zentralen Gegenparteien, Transportagenten und ÜNB über die vereinbarten fahrplanbezogenen Austausche.

*Artikel 50***Einleitung von Ausweichverfahren**

1. Für den Fall, dass kein NEMO, der MKB-Funktionen ausführt, in der Lage ist, die Ergebnisse des Preiskopplungsalgorithmus bis zu dem in Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe a genannten Zeitpunkt zum Teil oder vollständig zu übermitteln, gilt das gemäß Artikel 44 eingeführte Ausweichverfahren.

2. Besteht die Gefahr, dass kein NEMO, der MKB-Funktionen ausführt, in der Lage ist, die Ergebnisse fristgemäß zum Teil oder vollständig zu übermitteln, unterrichten alle NEMOs alle ÜNB, sobald die Gefahr erkannt wird. Alle NEMOs, die MKB-Funktionen ausführen, veröffentlichen unverzüglich eine Mitteilung an die Marktteilnehmer, dass Ausweichverfahren angewandt werden dürfen.

## KAPITEL 6

### **Einheitliche Intraday-Marktkopplung**

#### Abschnitt 1

### **Ziele, Bedingungen und Ergebnisse der einheitlichen Intraday-Marktkopplung**

#### Artikel 51

#### **Ziele des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel**

1. Vom Zeitpunkt der Öffnung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes bis zum Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes wird anhand des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel bestimmt, welche Aufträge für die Abgleichung auszuwählen sind, damit die Abgleichung
  - a) darauf abzielt, bei der einheitlichen Intraday-Marktkopplung die ökonomische Wohlfahrt pro Transaktion für den Intraday-Marktzeitbereich zu maximieren, indem Kapazität für Aufträge vergeben werden, bei denen eine Abgleichung im Einklang mit dem Preis und dem Übermittlungszeitpunkt möglich ist;
  - b) die gemäß Artikel 58 Absatz 1 übermittelten Vergabebeschränkungen berücksichtigt;
  - c) die gemäß Artikel 58 Absatz 1 übermittelte zonenübergreifende Kapazität berücksichtigt;
  - d) die Anforderungen für die Übermittlung von Ergebnissen gemäß Artikel 60 beachtet;
  - e) wiederholbar und skalierbar ist.
2. Der Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel erzielt die in Artikel 52 vorgesehenen Ergebnisse und entspricht den Produktkapazitäten und Funktionalitäten gemäß Artikel 53.

#### Artikel 52

#### **Ergebnisse des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel**

1. Als Teil ihrer MKB-Funktionen sorgen alle NEMOs dafür, dass der Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel zumindest die folgenden Ergebnisse erzielt:
  - a) den Stand der Ausführung der Aufträge und die Preise je Transaktion;
  - b) eine einheitliche Nettoposition für jede Gebotszone und Marktzeiteinheit innerhalb des Intraday-Markts.
2. Alle NEMOs stellen die Richtigkeit und Effizienz der mit dem Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel erzielten Ergebnisse sicher.
3. Alle ÜNB vergewissern sich, dass die Ergebnisse des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel mit den Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und den Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 58 Absatz 2 im Einklang stehen.

#### Artikel 53

#### **Berücksichtigte Produkte**

1. Spätestens 18 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung legen die NEMOs einen gemeinsamen Vorschlag für Produkte vor, die bei der einheitlichen Intraday-Marktkopplung berücksichtigt werden können. Die NEMOs stellen sicher, dass sämtliche aus diesen Produkten resultierende Aufträge, die übermittelt wurden, damit die MKB-Funktionen gemäß Artikel 7 ausgeführt werden können, in Euro ausgedrückt sind und sich auf die Marktzeit und die Marktzeiteinheit beziehen.

2. Alle NEMOs stellen sicher, dass aus diesen Produkten resultierende Aufträge mit den Merkmalen der zonenübergreifenden Kapazität kompatibel sind, so dass sie gleichzeitig abgeglichen werden können.
3. Alle NEMOs stellen sicher, dass der Abgleichsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel Aufträge verarbeiten kann, die eine einzige Marktzeiteinheit und mehrere Marktzeiteinheiten betreffen.
4. Spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten dieser Verordnung und danach alle zwei Jahre konsultieren alle NEMOs gemäß Artikel 12
  - a) die Marktteilnehmer, um sicherzustellen, dass die verfügbaren Produkte deren Erfordernissen entsprechen;
  - b) alle ÜNB, um sicherzustellen, dass die Produkte der Betriebssicherheit gebührend Rechnung tragen;
  - c) alle Regulierungsbehörden, um sicherzustellen, dass die verfügbaren Produkte mit den Zielen dieser Verordnung im Einklang stehen.
5. Alle NEMOs ändern die Produkte, wenn die Ergebnisse der Konsultation gemäß Absatz 4 dies erforderlich machen.

#### Artikel 54

#### **Höchst- und Mindestpreise**

1. Spätestens 18 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle NEMOs zusammen mit den betreffenden ÜNB einen Vorschlag für harmonisierte Höchst- und Mindestclearingpreise, die in allen Gebotszonen, die an der einheitlichen Intraday-Marktkopplung teilnehmen, anzuwenden sind. Der Vorschlag berücksichtigt den geschätzten Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (Value of Lost Load).

Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.

2. Alle NEMOs legen den Vorschlag allen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vor. Hat ein Mitgliedstaat bestimmt, dass eine andere Behörde als die nationale Regulierungsbehörde befugt ist, die Höchst- und Mindestclearingpreise auf nationaler Ebene zu genehmigen, wird der Vorschlag von der Regulierungsbehörde zusammen mit der relevanten Behörde im Hinblick auf seine Auswirkungen auf die nationalen Märkte besprochen.
3. Nach Erhalt einer Entscheidung der Regulierungsbehörden unterrichten alle NEMOs die betreffenden ÜNB unverzüglich über diese Entscheidung.

#### Artikel 55

#### **Bepreisung der Intraday-Kapazität**

1. Die gemäß Artikel 55 Absatz 3 entwickelte einheitliche Methode für die Bepreisung zonenübergreifender Intraday-Kapazität muss, wenn sie angewandt wird, Marktengpässe widerspiegeln und auf tatsächlich erteilten Aufträgen beruhen.
2. Bis zur Genehmigung der in Absatz 3 genannten einheitlichen Methode für die Bepreisung der zonenübergreifenden Intraday-Kapazität können die ÜNB den Regulierungsbehörden der betreffenden Mitgliedstaaten einen Mechanismus für die Vergabe von zonenübergreifender Intraday-Kapazität mit zuverlässiger Preisfestsetzung zur Genehmigung vorschlagen, der den Anforderungen von Absatz 1 entspricht. Dieser Mechanismus sorgt dafür, dass der Preis der zonenübergreifenden Intraday-Kapazität den Marktteilnehmern zum Zeitpunkt der Auftragsabgleichung zur Verfügung steht.
3. Spätestens 24 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle ÜNB einen Vorschlag für eine einheitliche Methode für die Bepreisung zonenübergreifender Intraday-Kapazität. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.
4. Mit Ausnahme des Preises gemäß den Absätzen 1, 2 und 3 werden für die zonenübergreifende Intraday-Kapazität keine Gebühren wie Ausgleichsenergieentgelte oder zusätzliche Entgelte verlangt.

*Artikel 56***Methode zur Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche, die sich aus der einheitlichen Intraday-Marktkopplung ergeben**

1. Spätestens 16 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten die ÜNB, die fahrplanbezogene Austausche berechnen wollen, die sich aus der einheitlichen Intraday-Marktkopplung ergeben, einen Vorschlag für eine gemeinsame Berechnungsmethode.

Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.

2. In der Methode wird die Berechnung beschrieben und erforderlichenfalls aufgeführt, welche Angaben die betreffenden NEMOs dem Berechner des fahrplanbezogenen Austauschs innerhalb welcher Frist zu übermitteln haben.

3. Der Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche liegen Nettopositionen gemäß Artikel 52 Absatz 1 Buchstabe b zugrunde.

4. Spätestens zwei Jahre nach der Genehmigung des Vorschlags gemäß Absatz 1 durch die Regulierungsbehörden der vom Vorschlag betroffenen Region wird die Methode von den relevanten ÜNB überprüft. Danach überprüfen die ÜNB die Methode alle zwei Jahre auf Ersuchen der zuständigen Regulierungsbehörden.

*Artikel 57***Regelungen bei mehr als einem NEMO in einer Gebotszone und für Verbindungsleitungen, die nicht von zertifizierten ÜNB betrieben werden**

1. ÜNB in Gebotszonen, in denen mehr als ein NEMO benannt wurde und/oder Handelsdienstleistungen anbietet oder in denen es Verbindungsleitungen gibt, die nicht nach Artikel 3 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 von zertifizierten ÜNB betrieben werden, erarbeiten in Zusammenarbeit mit den betreffenden ÜNB, NEMOs und nicht als ÜNB zertifizierten Betreibern von Verbindungsleitungen einen Vorschlag für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität und sonstige für solche Gebotszonen notwendigen Regelungen, um sicherzustellen, dass die betreffenden NEMOs und Verbindungsleitungen die für solche Regelungen notwendigen Daten und finanziellen Mittel bereitstellen. Diese Regelungen müssen weiteren ÜNB und NEMOs offen stehen.

2. Der Vorschlag wird innerhalb von vier Monaten, nachdem mehr als ein NEMO benannt und/oder ihm erlaubt wurde, Handelsdienstleistungen in einer Gebotszone anzubieten, oder wenn eine neue Verbindungsleitung nicht von einem zertifizierten ÜNB betrieben wird, zur Genehmigung durch die relevanten nationalen Regulierungsbehörden vorgelegt. Im Fall bestehender Verbindungsleitungen, die nicht von zertifizierten ÜNB betrieben werden, wird der Vorschlag innerhalb von vier Monaten nach Inkrafttreten dieser Verordnung vorgelegt.

*Abschnitt 2***Der Prozess der einheitlichen Intraday-Marktkopplung***Artikel 58***Bereitstellung von Input-Daten**

1. Jeder koordinierte Kapazitätsberechner stellt sicher, dass die betreffenden NEMOs die Angaben zu Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und zu Vergabebeschränkungen spätestens 15 Minuten vor dem Zeitpunkt der Öffnung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes erhalten.

2. Jeder ÜNB setzt die koordinierten Kapazitätsberechner in seiner Kapazitätsberechnungsregion davon in Kenntnis, wenn die Angaben zu Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und zu Vergabebeschränkungen wegen betrieblicher Änderungen des Übertragungsnetzes aktualisiert werden müssen. Die koordinierten Kapazitätsberechner unterrichten dann die betreffenden NEMOs.

3. Ist ein koordinierter Kapazitätsberechner nicht in der Lage, Absatz 1 einzuhalten, so teilt er dies den betreffenden NEMOs mit. Diese NEMOs veröffentlichen unverzüglich eine Mitteilung an alle Marktteilnehmer.

*Artikel 59***Betrieb der einheitlichen Intraday-Marktkopplung**

1. Spätestens 16 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung müssen alle ÜNB Zeitpunkte für die Öffnung und die Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes vorschlagen. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.
2. Der Zeitpunkt für die Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes wird so festgesetzt, dass
  - a) die Möglichkeiten der Marktteilnehmer, durch Handel im Intraday-Marktzeitbereich ihre Positionen so echtzeitnah wie möglich anzupassen, maximiert werden und
  - b) die ÜNB und die Marktteilnehmer über hinreichend Zeit für ihre Planungs- und Ausgleichsprozesse im Zusammenhang mit der Netz- und Betriebssicherheit verfügen.
3. Für eine gegebene Gebotszonengrenze wird für jede Marktzeiteinheit ein Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes festgelegt. Dieser liegt höchstens eine Stunde vor dem Beginn der betreffenden Marktzeiteinheit und berücksichtigt die relevanten Ausgleichprozesse im Zusammenhang mit der Betriebssicherheit.
4. Der Intraday-Energiehandel für eine bestimmte Marktzeiteinheit an einer Gebotszonengrenze beginnt spätestens zum Zeitpunkt der Öffnung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes für die relevanten Gebotszonengrenzen und wird bis zum Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes zugelassen.
5. Vor dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes übermitteln die Marktteilnehmer den betreffenden NEMOs alle Aufträge für eine bestimmte Marktzeiteinheit. Alle NEMOs übermitteln die Aufträge für eine bestimmte Marktzeiteinheit für die einheitliche Abgleichung unmittelbar nach dem Eingang der Aufträge der Marktteilnehmer.
6. Bei der einheitlichen Intraday-Marktkopplung abgeglichene Aufträge gelten als verbindlich.
7. Die MKB-Funktionen gewährleisten die Anonymität der über das gemeinsame Auftragsbuch übermittelten Aufträge.

*Artikel 60***Übermittlung von Ergebnissen**

1. Alle NEMOs, die MKB-Funktionen ausführen, übermitteln die Ergebnisse des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel an
  - a) alle anderen NEMOs im Falle von Ergebnissen zum Ausführungsstand je Transaktion gemäß Artikel 52 Absatz 1 Buchstabe a;
  - b) alle ÜNB und Berechner des fahrplanbezogenen Austauschs im Falle von Ergebnissen zu den einheitlichen Nettositionen gemäß Artikel 52 Absatz 1 Buchstabe b.
2. Ist im Hinblick auf Absatz 1 Buchstabe a ein NEMO aus Gründen, die er nicht zu vertreten hat, nicht in der Lage, diese Ergebnisse des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel zu übermitteln, so teilt er dies allen anderen NEMOs mit.
3. Ist im Hinblick auf Absatz 1 Buchstabe b ein NEMO aus Gründen, die er nicht zu vertreten hat, nicht in der Lage, diese Ergebnisse des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel zu übermitteln, so teilt er dies allen ÜNB und jedem Berechner des fahrplanbezogenen Austauschs so bald wie praktisch möglich mit. Alle NEMOs benachrichtigen die betroffenen Marktteilnehmer.
4. Alle NEMOs übermitteln den Marktteilnehmern unverzüglich die notwendigen Informationen, um sicherzustellen, dass die in Artikel 68 und Artikel 73 Absatz 3 genannten Maßnahmen getroffen werden können.

*Artikel 61***Berechnung der fahrplanbezogenen Austausche, die sich aus der einheitlichen Intraday-Marktkopplung ergeben**

1. Jeder Berechner des fahrplanbezogenen Austauschs berechnet die fahrplanbezogenen Austausche zwischen Gebotszonen für jede Marktzeiteinheit nach der gemäß Artikel 56 erarbeiteten Methode.
2. Jeder Berechner des fahrplanbezogenen Austauschs unterrichtet die betreffenden NEMOs, zentralen Gegenparteien, Transportagenten und ÜNB über die vereinbarten fahrplanbezogenen Austausche.

*Artikel 62***Veröffentlichung von Marktinformationen**

1. Sobald die Aufträge abgeglichen sind, veröffentlicht jeder NEMO für die relevanten Marktteilnehmer zumindest den Stand der Auftragsausführung und die Preise je Transaktion, die der Abgleichungsmechanismus für den kontinuierlichen Handel im Einklang mit Artikel 52 Absatz 1 Buchstabe a erzielt hat.
2. Jeder NEMO stellt sicher, dass Informationen über aggregierte ausgeführte Mengen und aggregierte Preise der Öffentlichkeit für mindestens fünf Jahre in einem leicht zugänglichen Format zur Verfügung stehen. Die zu veröffentlichenden Informationen werden von allen NEMOs im Vorschlag für den Abgleichungsmechanismus für den kontinuierlichen Handel gemäß Artikel 37 Absatz 5 vorgeschlagen.

*Artikel 63***Ergänzende regionale Auktionen**

1. Die relevanten NEMOs und ÜNB an Gebotszongrenzen können spätestens 18 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung zusammen einen gemeinsamen Vorschlag für die Konzeption und Durchführung ergänzender regionaler Intraday-Auktionen vorlegen. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.
2. Ergänzende regionale Intraday-Auktionen können zusätzlich zu der in Artikel 51 genannten Lösung der einheitlichen Intraday-Marktkopplung innerhalb oder zwischen Gebotszonen durchgeführt werden. Für die Durchführung von regionalen Intraday-Auktionen darf der kontinuierliche Handel in und zwischen den betreffenden Gebotszonen vor dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes für einen befristeten Zeitraum eingestellt werden, der nicht die mindestens für die Auktion erforderliche Zeit und keinesfalls 10 Minuten übersteigen darf.
3. Die Methode der Bepreisung der zonenübergreifenden Intraday-Kapazität darf bei ergänzenden regionalen Intraday-Auktionen von der gemäß Artikel 55 Absatz 3 festgelegten Methode abweichen, muss jedoch den in Artikel 55 Absatz 1 genannten Grundsätzen entsprechen.
4. Die zuständigen Regulierungsbehörden können den Vorschlag für ergänzende regionale Intraday-Auktionen genehmigen, wenn die folgenden Bedingungen erfüllt sind:
  - a) Die regionalen Auktionen wirken sich nicht negativ auf die Liquidität der einheitlichen Intraday-Marktkopplung aus;
  - b) die gesamte zonenübergreifende Kapazität wird über das Kapazitätsmanagementmodul vergeben;
  - c) die regionale Auktion führt nicht zu einer unzulässigen Diskriminierung zwischen Marktteilnehmern aus benachbarten Regionen;
  - d) die Zeitpläne für regionale Auktionen sind mit der einheitlichen Intraday-Marktkopplung vereinbar, so dass die Marktteilnehmer möglichst echtzeitnah Handel betreiben können;
  - e) die Regulierungsbehörden haben die Marktteilnehmer in den betreffenden Mitgliedstaaten konsultiert.
5. Mindestens alle zwei Jahre nach der Entscheidung über ergänzende regionale Auktionen überprüfen die Regulierungsbehörden der betreffenden Mitgliedstaaten, ob etwaige regionale Lösungen mit der einheitlichen Intraday-Marktkopplung vereinbar sind, um sicherzustellen, dass die vorgenannten Bedingungen weiterhin erfüllt sind.



### Abschnitt 3

## **Vorläufige Intraday-Regelungen**

### *Artikel 64*

#### **Bestimmungen für die explizite Vergabe**

1. Soweit dies von den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten jeder betroffenen Gebotszonengrenze gemeinsam verlangt wird, nehmen die betroffenen ÜNB zusätzlich zur impliziten Vergabe auch eine explizite Vergabe vor, das heißt, sie vergeben getrennt vom Stromhandel über das Kapazitätsmanagementmodul Kapazität an Gebotszonengrenzen.
2. Die ÜNB an den betroffenen Gebotszonengrenzen erarbeiten gemeinsam einen Vorschlag für die Bedingungen, die die Marktteilnehmer für die Teilnahme an der expliziten Vergabe erfüllen müssen. Der Vorschlag unterliegt der gemeinsamen Genehmigung der Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten jeder betroffenen Gebotszonengrenze.
3. Bei der Einrichtung des Kapazitätsmanagementmoduls ist Diskriminierung zu vermeiden, wenn Kapazität gleichzeitig implizit und explizit vergeben wird. Das Kapazitätsmanagementmodul legt anhand der Preisstaffelung und der Eingangschronologie fest, welche Aufträge für die Abgleichung auszuwählen sind und welchen expliziten Kapazitätswünschen stattzugeben ist.

### *Artikel 65*

#### **Abschaffung der expliziten Vergabe**

1. Die betreffenden NEMOs arbeiten eng mit den betreffenden ÜNB zusammen und konsultieren die Marktteilnehmer gemäß Artikel 12, um den Bedürfnissen der Marktteilnehmer im Zusammenhang mit der expliziten Vergabe von Kapazitätsrechten durch nicht standardmäßige Intraday-Produkte gerecht zu werden.
2. Vor der Entscheidung über die Abschaffung der expliziten Vergabe führen die Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten jeder betroffenen Gebotszonengrenze gemeinsam eine Konsultation durch, um zu prüfen, ob die vorgeschlagenen nicht standardmäßigen Intraday-Produkte den Bedürfnissen der Marktteilnehmer in Bezug auf den Intraday-Handel genügen.
3. Die zuständigen Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten jeder betroffenen Gebotszonengrenze genehmigen gemeinsam die eingeführten nicht standardmäßigen Produkte sowie die Abschaffung der expliziten Vergabe.

### *Artikel 66*

#### **Bestimmungen für Intraday-Regelungen**

1. Die Marktteilnehmer sorgen für die Abwicklung der Nominierung, des Clearing und der Abrechnung im Zusammenhang mit der expliziten Vergabe von zonenübergreifender Kapazität.
2. Die Marktteilnehmer erfüllen alle finanziellen Verpflichtungen im Zusammenhang mit dem Clearing und der Abrechnung, die sich aus der expliziten Vergabe ergeben.
3. Die teilnehmenden ÜNB veröffentlichen wichtige Informationen zu den Verbindungsleitungen, für die die explizite Vergabe praktiziert wird, einschließlich der zonenübergreifenden Kapazität für die explizite Vergabe.

### *Artikel 67*

#### **Nachfragen nach explizit verbgebener Kapazität**

Ein Marktteilnehmer kann eine Nachfrage nach explizit verbgebener Kapazität nur für eine Verbindungsleitung abgeben, für die die explizite Vergabe praktiziert wird. Der Marktteilnehmer übermittelt dem Kapazitätsmanagementmodul zu jeder Nachfrage nach explizit verbgebener Kapazität die Menge und den Preis. Der Preis und die Menge der explizit vergebenen Kapazität werden von den zuständigen ÜNB öffentlich zugänglich gemacht.

## KAPITEL 7

**Clearing und Abrechnung bei der einheitlichen Day-Ahead- und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung**

## Artikel 68

**Clearing und Abrechnung**

1. Die zentralen Gegenparteien sorgen für das rechtzeitige Clearing und die rechtzeitige Abrechnung aller abgeglichenen Aufträge. Hinsichtlich der finanziellen Rechte und Pflichten, die sich aus diesen Handelstransaktionen ergeben, fungieren die zentralen Gegenparteien als Gegenpartei der Marktteilnehmer.
2. Jede zentrale Gegenpartei wahrt die Anonymität zwischen den Marktteilnehmern.
3. Hinsichtlich der finanziellen Rechte und Pflichten, die sich durch den Energieaustausch ergeben, fungieren die zentralen Gegenparteien füreinander als Gegenpartei.
4. Bei einem solchen Austausch sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:
  - a) die Nettopositionen gemäß Artikel 39 Absatz 2 Buchstabe b und Artikel 52 Absatz 1 Buchstabe b;
  - b) die gemäß den Artikeln 49 und 61 berechneten fahrplanbezogenen Austausche.
5. Jede zentrale Gegenpartei stellt für jede Marktzeiteinheit sicher, dass
  - a) über alle Gebotszonen hinweg keine Differenzen zwischen der Summe der aus allen Überschussgebotszonen transferierten Energie und der Summe der in alle defizitären Gebotszonen transferierten Energie bestehen, wobei gegebenenfalls Vergabebeschränkungen zu berücksichtigen sind;
  - b) die Stromexporte und -importe zwischen den Gebotszonen einander entsprechen, wobei sich Differenzen nur aus der Berücksichtigung etwaiger Vergabebeschränkungen ergeben dürfen.
6. Unbeschadet des Absatzes 3 können Transportagenten beim Energieaustausch als Gegenpartei gegenüber verschiedenen zentralen Gegenparteien fungieren, sofern die betreffenden Parteien eine dahingehende Vereinbarung schließen. Wird keine Vereinbarung erzielt, so werden die Regelungen für den Transportagenten von den Regulierungsbehörden festgelegt, die für die Gebotszonen zuständig sind, zwischen denen das Clearing und die Abrechnung für den Energieaustausch stattfinden sollen.
7. Alle zentralen Gegenparteien oder Transportagenten ziehen die Engpasserlöse ein, die sich aus der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung gemäß den Artikeln 46 bis 48 und aus der einheitlichen Intraday-Marktkopplung gemäß den Artikeln 58 bis 60 ergeben.
8. Alle zentralen Gegenparteien oder Transportagenten stellen sicher, dass die eingezogenen Engpasserlöse spätestens zwei Wochen nach der Abrechnung den ÜNB übertragen werden.
9. Falls der Zeitplan für die Zahlungen zwischen zwei Gebotszonen nicht harmonisiert ist, sorgen die betreffenden Mitgliedstaaten dafür, dass eine Funktionseinheit benannt wird, die Unterschiede im Zeitplan ausgleicht und die damit verbundenen Kosten trägt.

## KAPITEL 8

**Verbindlichkeit der vergebenen zonenübergreifenden Kapazität**

## Artikel 69

**Vorschlag für einen Day-Ahead-Verbindlichkeitszeitpunkt**

Spätestens 16 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle ÜNB einen gemeinsamen Vorschlag für einen einheitlichen Day-Ahead-Verbindlichkeitszeitpunkt, der mindestens eine halbe Stunde vor dem Day-Ahead-Marktschlusszeitpunkt liegt. Der Vorschlag ist Gegenstand einer Konsultation gemäß Artikel 12.

*Artikel 70***Verbindlichkeit der Day-Ahead-Kapazität und Vergabebeschränkungen**

1. Vor dem Day-Ahead-Verbindlichkeitszeitpunkt kann jeder koordinierte Kapazitätsberechner die Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und die Vergabebeschränkungen, die den relevanten NEMOs mitgeteilt wurden, anpassen.
2. Nach dem Day-Ahead-Verbindlichkeitszeitpunkt sind alle Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und alle Vergabebeschränkungen für die Vergabe der Day-Ahead-Kapazität verbindlich, außer wenn die Bedingungen des Artikels 46 Absatz 2 erfüllt sind; in diesem Fall sind die Beschränkungen der zonenübergreifenden Kapazität und die Vergabebeschränkungen verbindlich, sobald sie den betreffenden NEMOs übermittelt wurden.
3. Nach dem Day-Ahead-Verbindlichkeitszeitpunkt kann nicht vergebene zonenübergreifende Kapazität für eine spätere Vergabe angepasst werden.

*Artikel 71***Verbindlichkeit der Intraday-Kapazität**

Die zonenübergreifende Intraday-Kapazität wird mit der Vergabe verbindlich.

*Artikel 72***Verbindlichkeit im Fall höherer Gewalt oder in Notfällen**

1. In Fällen höherer Gewalt oder in Notfällen gemäß Artikel 16 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, in denen der ÜNB schnell handeln muss und ein Redispatching oder Countertrading nicht möglich ist, ist jeder ÜNB berechtigt, vergebene zonenübergreifende Kapazität zu kürzen. Eine solche Kürzung muss stets koordiniert und nach Absprache mit allen direkt betroffenen ÜNB erfolgen.
2. ÜNB, die höhere Gewalt oder einen Notfall geltend machen, veröffentlichen eine Mitteilung, in der sie die Art der höheren Gewalt oder des Notfalls sowie die voraussichtliche Dauer beschreiben. Diese Mitteilung stellen die NEMOs den betroffenen Marktteilnehmern zur Verfügung. Bei einer expliziten Kapazitätsvergabe an Marktteilnehmer, übersendet der ÜNB, der höhere Gewalt oder einen Notfall geltend macht, die Mitteilung direkt an diejenigen Vertragsparteien, an die für den betreffenden Marktzeitbereich zonenübergreifende Kapazität vergeben wurde.
3. Bei Kürzungen vergebener Kapazität aufgrund höherer Gewalt oder eines Notfalls leistet der ÜNB, der höhere Gewalt oder einen Notfall geltend macht, für die Dauer der höheren Gewalt oder des Notfalls gemäß den folgenden Vorgaben eine Rückerstattung oder einen sonstigen Ausgleich:
  - a) Bei impliziter Vergabe darf den zentralen Gegenparteien oder den Transportagenten aus dem durch eine solche Kürzung entstehenden Ungleichgewicht kein finanzieller Schaden oder Gewinn entstehen;
  - b) bei expliziter Vergabe von Kapazität haben die Marktteilnehmer im Falle höherer Gewalt Anspruch auf die Erstattung des im Laufe des Prozesses der expliziten Vergabe für die Kapazität gezahlten Preises;
  - c) bei expliziter Vergabe von Kapazität haben die Marktteilnehmer in einem Notfall Anspruch auf einen Ausgleich in Höhe der Preisdifferenz, die zwischen den betroffenen Gebotszonen für den jeweiligen Marktzeitbereich auf den relevanten Märkten besteht; oder
  - d) bei expliziter Vergabe von Kapazität, bei der jedoch in mindestens einer der beiden betroffenen Gebotszonen der Gebotszonenpreis für den jeweiligen Marktzeitbereich nicht berechnet wurde, haben die Marktteilnehmer in einem Notfall Anspruch auf Erstattung des im Laufe der expliziten Vergabe für die Kapazität gezahlten Preises.
4. Der ÜNB, der höhere Gewalt oder einen Notfall geltend macht, begrenzt die Folgen und die Dauer der Situation höherer Gewalt oder des Notfalls.
5. Sofern ein Mitgliedstaat dies vorsieht, prüft die nationale Regulierungsbehörde auf Anfrage des betroffenen ÜNB, ob ein bestimmtes Ereignis als höhere Gewalt einzustufen ist.

## TITEL III

## KOSTEN

## KAPITEL 1

**Methode für die Verteilung der Engpasserlöse bei der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung**

## Artikel 73

**Methode für die Verteilung von Engpasserlösen**

1. Spätestens 12 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung erarbeiten alle ÜNB einen Vorschlag für eine Methode für die Verteilung von Engpasserlösen.
2. Die erarbeitete Methode gemäß Absatz 1
  - a) erleichtert den effizienten Langzeitbetrieb und die langfristige Entwicklung des Stromübertragungsnetzes und das effiziente Funktionieren des Elektrizitätsmarktes der Union;
  - b) beachtet die allgemeinen Grundsätze für das Engpassmanagement gemäß Artikel 16 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009;
  - c) erlaubt eine vernünftige Finanzplanung;
  - d) ist für alle Zeitbereiche kompatibel;
  - e) regelt die Verteilung von Engpasserlösen, die sich aus Übertragungsanlagen ergeben, die im Eigentum anderer Parteien als der ÜNB stehen.
3. Die ÜNB verteilen die Engpasserlöse nach der Methode gemäß Absatz 1, sobald dies in vertretbarer Weise durchführbar ist, spätestens jedoch eine Woche, nachdem die Engpasserlöse gemäß Artikel 68 Absatz 8 übertragen wurden.

## KAPITEL 2

**Kostenteilungsmethode für das Redispatching und Countertrading bei der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung**

## Artikel 74

**Kostenteilungsmethode für Redispatching und Countertrading**

1. Spätestens 16 Monate nach der Entscheidung über die Kapazitätsberechnungsregionen erarbeiten alle ÜNB in jeder Kapazitätsberechnungsregion einen Vorschlag für eine gemeinsame Kostenteilungsmethode für das Redispatching und Countertrading.
2. Die Kostenteilungsmethode für das Redispatching und Countertrading umfasst Kostenteilungsverfahren für Maßnahmen von grenzübergreifender Bedeutung.
3. Die Redispatching- und Countertrading-Kosten, die für die Kostenteilung zwischen ÜNB in Betracht kommen, werden transparent und überprüfbar festgelegt.
4. Mit der Kostenteilungsmethode für Redispatching und Countertrading wird mindestens
  - a) festgestellt, welche Kosten, die durch Entlastungsmaßnahmen angefallen sind, für die Kosten bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt wurden und für deren Verwendung ein gemeinsamer Rahmen aufgestellt wurde, dafür in Betracht kommen, nach der Kapazitätsberechnungsmethode gemäß den Artikeln 20 und 21 auf alle ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion verteilt zu werden;
  - b) festgelegt, welche Kosten, die durch Redispatching und Countertrading zur Sicherung der Verbindlichkeit von zonenübergreifender Kapazität angefallen sind, dafür in Betracht kommen, nach der Kapazitätsberechnungsmethode gemäß den Artikeln 20 und 21 auf alle ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion verteilt zu werden;
  - c) die gemäß den Buchstaben a und b bestimmte regionsweise Kostenteilung geregelt.

5. Die gemäß Absatz 1 erarbeitete Methode umfasst
- einen Mechanismus zur Überprüfung des realen Bedarfs an Redispatching oder Countertrading zwischen den beteiligten ÜNB;
  - einen Ex-post-Mechanismus zur Überwachung der Verwendung von mit Kosten verbundenen Entlastungsmaßnahmen;
  - einen Mechanismus zur Bewertung der Auswirkungen von Entlastungsmaßnahmen auf der Grundlage von Kriterien der Betriebssicherheit und Wirtschaftlichkeit;
  - ein Verfahren, durch das die Entlastungsmaßnahmen verbessert werden können;
  - ein Verfahren, durch das jede Kapazitätsberechnungsregion von den zuständigen Regulierungsbehörden überwacht werden kann.
6. Die gemäß Absatz 1 erarbeitete Methode erfüllt außerdem folgende Anforderungen:
- Sie gibt Anreize für das Management von Engpässen, einschließlich Entlastungsmaßnahmen, und Anreize für wirksame Investitionen;
  - sie ist mit den Zuständigkeiten und Verpflichtungen der beteiligten ÜNB vereinbar;
  - sie sorgt für eine gerechte Verteilung der Kosten und Gewinne auf die beteiligten ÜNB;
  - sie ist mit anderen entsprechenden Mechanismen vereinbar, zu denen mindestens die folgenden gehören:
    - die Methode für die Verteilung von Engpasserlösen gemäß Artikel 73;
    - der Ausgleichsmechanismus zwischen ÜNB gemäß Artikel 13 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 und der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission <sup>(1)</sup>;
  - sie erleichtert die effiziente langfristige Entwicklung des gesamteuropäischen Verbundnetzes und dessen Betrieb sowie das effiziente Funktionieren des gesamteuropäischen Strommarktes;
  - sie erleichtert die Beachtung der allgemeinen Grundsätze für Engpassmanagement gemäß Artikel 16 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009;
  - sie erlaubt eine vernünftige Finanzplanung;
  - sie ist mit den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereichen kompatibel und
  - sie genügt den Grundsätzen der Transparenz und der Nichtdiskriminierung.
7. Bis zum 31. Dezember 2018 harmonisieren alle ÜNB jeder Kapazitätsberechnungsregion die Redispatching- und Countertrading-Kostenteilungsmethoden, die in ihrer jeweiligen Kapazitätsberechnungsregion angewandt werden, soweit wie möglich zwischen den Regionen.

### KAPITEL 3

#### **Deckung der Kosten für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement**

##### Artikel 75

#### **Allgemeine Bestimmungen für die Kostendeckung**

- Die Kosten im Zusammenhang mit den den ÜNB gemäß Artikel 8 auferlegten Verpflichtungen, einschließlich der in Artikel 74 und in den Artikeln 76 bis 79 genannten Kosten, werden von den zuständigen Regulierungsbehörden geprüft. Als angemessen, effizient angefallen und verhältnismäßig eingestufte Kosten werden nach den Vorgaben der zuständigen Regulierungsbehörden zeitnah durch Netzentgelte oder andere geeignete Mechanismen gedeckt.
- Der Anteil der Mitgliedstaaten an den gemeinsamen Kosten gemäß Artikel 80 Absatz 2 Buchstabe a, den regionalen Kosten gemäß Artikel 80 Absatz 2 Buchstabe b und den nationalen Kosten gemäß Artikel 80 Absatz 2 Buchstabe c, die als angemessen, effizient angefallen und verhältnismäßig eingestuft wurden, werden nach den Vorgaben der zuständigen Regulierungsbehörden durch die Gebühren der NEMOs, Netzentgelte oder andere geeignete Mechanismen gedeckt.
- Auf Ersuchen der Regulierungsbehörden übermitteln die jeweiligen ÜNB, NEMOs und deren Beauftragte gemäß Artikel 78 innerhalb von drei Monaten nach dem Ersuchen, die Informationen, die erforderlich sind, um die Prüfung der angefallenen Kosten zu erleichtern.

<sup>(1)</sup> Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission vom 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte (ABl. L 250 vom 24.9.2010, S. 5).

*Artikel 76***Kosten für die Einrichtung, die Änderung und den Betrieb der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der Intraday-Marktkopplung**

1. Alle NEMOs übernehmen die folgenden Kosten:
  - a) die gemeinsamen, regionalen und nationalen Kosten der Einführung, Aktualisierung oder Weiterentwicklung des Preiskopplungsalgorithmus und der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung;
  - b) die gemeinsamen, regionalen und nationalen Kosten der Einführung, Aktualisierung oder Weiterentwicklung des Abgleichungsalgorithmus für den kontinuierlichen Handel und für die einheitliche Intraday-Marktkopplung;
  - c) die gemeinsamen, regionalen und nationalen Kosten des Betriebs der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung.
2. Mit Zustimmung der betreffenden NEMOs und vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständigen Regulierungsbehörden können die ÜNB einen Beitrag zu den in Absatz 1 genannten Kosten leisten. In solchen Fällen ist jeder ÜNB berechtigt, der zuständigen Regulierungsbehörde innerhalb von zwei Monaten nach Erhalt einer Vorausschätzung der betreffenden NEMOs einen Kostenbeitrag zur Genehmigung vorzuschlagen.
3. Die betreffenden NEMOs sind berechtigt, im Rahmen nationaler Vereinbarungen mit der zuständigen Regulierungsbehörde die Kosten gemäß Absatz 1, die nicht gemäß Absatz 2 von den ÜNB übernommen wurden, durch Gebühren oder andere geeignete Mechanismen zu decken, sofern die Kosten angemessen und verhältnismäßig sind.

*Artikel 77***Clearing- und Abrechnungskosten**

1. Alle von den zentralen Gegenparteien und Transportagenten getragenen Kosten können durch Gebühren oder andere geeignete Mechanismen gedeckt werden, sofern sie angemessen und verhältnismäßig sind.
2. Die zentralen Gegenparteien und die Transportagenten bemühen sich um ein effizientes Clearing- und Abrechnungssystem, das unnötige Kosten vermeidet und das eingegangene Risiko widerspiegelt. Das grenzübergreifende Clearing- und Abrechnungssystem unterliegt der Genehmigung durch die zuständigen nationalen Regulierungsbehörden.

*Artikel 78***Kosten der Einführung und Anwendung des Prozesses der koordinierten Kapazitätsberechnung**

1. Jeder einzelne ÜNB trägt die Kosten der Bereitstellung von Input-Daten für den Kapazitätsberechnungsprozess.
2. Alle ÜNB tragen gemeinsam die Kosten der Zusammenführung der Einzelnetzmodelle.

In jeder Kapazitätsberechnungsregion tragen alle ÜNB die Kosten der Einrichtung und des Betriebs der koordinierten Kapazitätsberechner.

3. Alle Kosten, die den Marktteilnehmern durch die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung entstehen, werden von diesen Marktteilnehmern getragen.

*Artikel 79***Kosten der Sicherstellung der Verbindlichkeit**

Die Kosten der Sicherstellung der Verbindlichkeit gemäß Artikel 70 Absatz 2 und Artikel 71 wird von den relevanten ÜNB, soweit möglich in Einklang mit Artikel 16 Absatz 6 Buchstabe a der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, getragen. Diese Kosten umfassen die Kosten für Ausgleichsmechanismen im Zusammenhang mit der Sicherstellung der Verbindlichkeit zonenübergreifender Kapazitäten, die Kosten für Redispatching und Countertrading sowie die Ausgleichskosten für die Entschädigung der Marktteilnehmer.

*Artikel 80***Kostenteilung zwischen NEMOs und ÜNB in verschiedenen Mitgliedstaaten**

1. Alle relevanten NEMOs und ÜNB übermitteln jährlich den Regulierungsbehörden einen Bericht, in dem sie die Kosten der Einführung, der Änderung und des Betriebs der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung ausführlich erläutern. Dieser Bericht wird von der Agentur unter gebührender Berücksichtigung wirtschaftlich sensibler Informationen veröffentlicht. Die mit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung direkt zusammenhängenden Kosten werden eindeutig und getrennt ausgewiesen und sind überprüfbar. Der Bericht enthält auch vollständige Angaben zu den Beiträgen, die die ÜNB zu den Kosten der NEMOs gemäß Artikel 76 Absatz 2 geleistet haben.
2. Die Kosten nach Absatz 1 sind aufzuschlüsseln in
  - a) die gemeinsamen Kosten aus koordinierten Tätigkeiten aller NEMOs oder ÜNB, die an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung teilnehmen;
  - b) die regionalen Kosten aus Tätigkeiten von NEMOs oder ÜNB, die in einer bestimmten Region zusammenarbeiten;
  - c) die nationalen Kosten aus den Tätigkeiten der NEMOs oder ÜNB in dem betreffenden Mitgliedstaat.
3. Die gemeinsamen Kosten gemäß Absatz 2 Buchstabe a werden von den ÜNB und NEMOs, die in den Mitgliedstaaten und Drittländern an der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung teilnehmen, gemeinsam getragen. Zur Berechnung des Betrags, der den ÜNB und NEMOs in jedem Mitgliedstaat und gegebenenfalls in Drittländern zu zahlen ist, wird ein Achtel der gemeinsamen Kosten zu gleichen Teilen auf alle Mitgliedstaaten und Drittländer verteilt, fünf Achtel werden auf alle Mitgliedstaaten und Drittländer anteilig zu ihrem Verbrauch verteilt und zwei Achtel werden zu gleichen Teilen auf die teilnehmenden NEMOs verteilt. Um Änderungen bei den gemeinsamen Kosten oder bei den teilnehmenden ÜNB und NEMOs Rechnung zu tragen, wird die Berechnung der gemeinsamen Kosten regelmäßig angepasst.
4. NEMOs und ÜNB, die in einer bestimmten Region zusammenarbeiten, verständigen sich gemeinsam auf einen Vorschlag zur Teilung der regionalen Kosten gemäß Absatz 2 Buchstabe b. Der Vorschlag wird anschließend von den zuständigen nationalen Behörden der einzelnen Mitgliedstaaten der Region einzeln genehmigt. Die NEMOs und ÜNB, die in einer bestimmten Region zusammenarbeiten, können alternativ die in Absatz 3 festgelegten Kostenteilungsregelungen verwenden.
5. Die Grundsätze für die Kostenteilung gelten für ab dem Inkrafttreten dieser Verordnung anfallende Kosten. Dies gilt unbeschadet vorhandener Lösungen, die für die Entwicklung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung verwendet wurden, und Kosten, die vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung angefallen sind, werden zwischen den NEMOs und ÜNB auf der Grundlage der für solche Lösungen maßgeblichen Vereinbarungen geteilt.

## TITEL IV

**AUFGABENÜBERTRAGUNG UND ÜBERWACHUNG***Artikel 81***Aufgabenübertragung**

1. Ein ÜNB oder NEMO kann die ihm mit dieser Verordnung zugewiesenen Aufgaben ganz oder teilweise auf einen oder mehrere Dritte übertragen, sofern der Dritte die betreffende Aufgabe mindestens genauso wirksam wahrnehmen kann wie die übertragende Partei. Es ist weiterhin Sache der übertragenden Partei, für die Erfüllung der Verpflichtungen gemäß dieser Verordnung zu sorgen, einschließlich der Gewährleistung des Zugangs der Regulierungsbehörden zu den für die Überwachung erforderlichen Informationen.
2. Vor der Aufgabenübertragung hat der betreffende Dritte der übertragenden Partei eindeutig nachgewiesen, dass er in der Lage ist, jeder Verpflichtung gemäß dieser Verordnung nachzukommen.
3. Wird eine in dieser Verordnung vorgesehene Aufgabe ganz oder teilweise auf einen Dritten übertragen, so stellt die übertragende Partei sicher, dass vor der Übertragung geeignete Vertraulichkeitsvereinbarungen geschlossen wurden, die mit den Vertraulichkeitspflichten der übertragenden Partei im Einklang stehen.

*Artikel 82***Überwachung der Umsetzung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung**

1. Die Funktionseinheit oder Funktionseinheiten, die MKB-Funktionen ausführen, werden von den Regulierungsbehörden oder relevanten Behörden des Hoheitsgebiets überwacht, in dem sie sich befinden. Andere Regulierungsbehörden oder relevante Behörden und die Agentur tragen im Bedarfsfall zur Überwachung bei. Die für die Überwachung eines NEMO und der MKB-Funktionen in erster Linie zuständigen Regulierungsbehörden oder relevanten Behörden arbeiten uneingeschränkt zusammen und gewähren anderen Regulierungsbehörden und der Agentur Zugang zu Informationen, um die ordnungsgemäße Überwachung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung gemäß Artikel 38 der Richtlinie 2009/72/EG sicherzustellen.
2. Die Überwachung der Umsetzung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung durch den ENTSO (Strom) gemäß Artikel 8 Absatz 8 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 betrifft insbesondere die folgenden Punkte:
  - a) die Fortschritte und potenziellen Probleme bei der Umsetzung der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung, einschließlich der Entscheidung für die verschiedenen in den einzelnen Ländern zur Wahl stehenden Optionen;
  - b) die Abfassung des Berichts über die Kapazitätsberechnung und -vergabe gemäß Artikel 31 Absatz 1;
  - c) die Effizienz der derzeitigen Gebotszonenkonfiguration in Abstimmung mit der Agentur gemäß Artikel 34;
  - d) die Wirksamkeit der Anwendung des Preiskopplungsalgorithmus und des Abgleichslogarithmus für den kontinuierlichen Handel in Zusammenarbeit mit den NEMOs gemäß Artikel 37 Absatz 6;
  - e) die Wirksamkeit des Kriteriums, das den geschätzten Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (Value of Lost Load) gemäß Artikel 41 Absatz 1 und Artikel 54 Absatz 1 betrifft, und
  - f) die Überprüfung der Methode zur Berechnung des fahrplanbezogenen Austauschs gemäß Artikel 43 Absatz 4, der sich aus der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung ergibt.
3. Spätestens sechs Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung legt der ENTSO (Strom) der Agentur einen Überwachungsplan zur Stellungnahme vor, der die zu erstellenden Berichte und etwaige Aktualisierungen gemäß Absatz 2 einschließt.
4. Die Agentur erstellt zusammen mit dem ENTSO (Strom) spätestens sechs Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung eine Liste der jeweiligen Informationen, die der ENTSO (Strom) der Agentur im Einklang mit Artikel 8 Absatz 9 und Artikel 9 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 übermitteln muss. Die Liste der einschlägigen Informationen kann aktualisiert werden. Der ENTSO (Strom) führt ein umfassendes, digitales Datenarchiv in standardisiertem Format mit den von der Agentur verlangten Informationen.
5. Alle ÜNB übermitteln dem ENTSO (Strom) die zur Wahrnehmung der Aufgaben gemäß den Absätzen 2 und 4 verlangten Informationen.
6. Die NEMOs, die Marktteilnehmer und andere für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung und die einheitliche Intraday-Marktkopplung wichtige Einrichtungen übermitteln dem ENTSO (Strom) auf gemeinsames Ersuchen der Agentur und des ENTSO (Strom) die für die Überwachung erforderlichen Informationen gemäß den Absätzen 2 und 4 mit Ausnahme der Informationen, die die Regulierungsbehörden, die Agentur oder der ENTSO (Strom) im Rahmen ihrer jeweiligen Aufgaben zur Überwachung der Umsetzung bereits erhalten haben.

## TITEL V

**ÜBERGANGS- UND SCHLUSSBESTIMMUNGEN***Artikel 83***Übergangsbestimmungen für Irland und Nordirland**

1. Mit Ausnahme der Artikel 4, 5 und 6 und der Teilnahme an der Entwicklung der Modalitäten oder Methoden, für die die jeweiligen Fristen gelten, gelten die Anforderungen dieser Verordnung bis zum 31. Dezember 2017 nicht in Irland und Nordirland.



2. Ab dem Datum des Inkrafttretens dieser Verordnung bis zum 31. Dezember 2017 wenden Irland und Nordirland vorbereitende Übergangsmaßnahmen an. Diese Übergangsmaßnahmen
- a) erleichtern den Übergang zur vollständigen Anwendung und vollständigen Einhaltung dieser Verordnung und umfassen alle notwendigen Vorbereitungsmaßnahmen für eine vollständige Anwendung und vollständige Einhaltung dieser Verordnung bis zum 31. Dezember 2017;
  - b) garantieren ein angemessenes Maß an Integration mit den Märkten angrenzender Staaten;
  - c) sehen mindestens Folgendes vor:
    - i) die Vergabe von Verbindungskapazität in expliziten Day-Ahead-Auktionen und in mindestens zwei impliziten Intraday-Auktionen;
    - ii) die gemeinsame Nominierung von Verbindungskapazität und Energie im Day-Ahead-Marktzeitbereich;
    - iii) die Anwendung des in Anhang I Nummer 2.5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 genannten „use-it-or-lose-it“-oder „use-it-or-sell-it“-Grundsatzes auf im Day-Ahead-Marktzeitbereich nicht genutzte Kapazität;
  - d) stellen die gerechte, nichtdiskriminierende Bepreisung von Verbindungskapazität in den impliziten Intraday-Auktionen sicher;
  - e) schaffen gerechte, transparente, nichtdiskriminierende Ausgleichsmechanismen zur Sicherstellung der Verbindlichkeit;
  - f) enthalten einen von den Regulierungsbehörden Irlands und Nordirlands genehmigten ausführlichen Fahrplan, der Meilensteine für die Erzielung der vollständigen Anwendung und Einhaltung dieser Verordnung enthält;
  - g) sind Gegenstand einer Konsultation, an der alle wichtigen Parteien teilnehmen, und berücksichtigen möglichst weitgehend das Ergebnis der Konsultation;
  - h) sind auf der Grundlage einer Kosten-Nutzen-Analyse gerechtfertigt;
  - i) beeinträchtigen andere Staaten nicht übermäßig.
3. Die Regulierungsbehörden Irlands und Nordirlands übermitteln der Agentur mindestens vierteljährlich oder auf Ersuchen der Agentur alle Informationen, die für die Prüfung der Übergangsmaßnahmen für den Strommarkt auf der Insel Irland und der Fortschritte bei der Erzielung der vollständigen Anwendung und Einhaltung dieser Verordnung erforderlich sind.

#### Artikel 84

#### **Inkrafttreten**

Diese Verordnung tritt am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* in Kraft.

Diese Verordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat.

Brüssel, den 24. Juli 2015

*Für die Kommission*  
*Der Präsident*  
Jean-Claude JUNCKER

---